



Universidad
Carlos III de Madrid

PROYECTO FIN DE CARRERA

DISEÑO Y ANÁLISIS DE UNA
PLANTA TERMOSOLAR DE
TORRE CENTRAL CON
CONFIGURACIONES DE ÚNICO O
DOBLE RECEPTOR OPERANDO
CON SALES FUNDIDAS

Autor: Jorge Heras Martín

Director: Antonio Acosta Iborra

Titulación: Ingeniería Industrial

Escuela Politécnica Superior
Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos

Leganés, 20 de Diciembre de 2012

DISEÑO Y ANÁLISIS DE UNA PLANTA TERMOSOLAR DE TORRE
CENTRAL CON CONFIGURACIONES DE ÚNICO O DOBLE
RECEPTOR OPERANDO CON SALES FUNDIDAS

Autor: Jorge Heras Martín

Director: Antonio Acosta Iborra

EL TRIBUNAL

Presidente: María Venegas Bernal

Vocal: José Vicente Moya Girón

Secretario: Wilfried Coenen

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día 20 de diciembre de 2012 en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, acuerda otorgarle la CALIFICACIÓN de

SECRETARIO

VOCAL

PRESIDENTE

Agradecimientos

En primer lugar, a mis padres, porque gracias a ellos soy lo que soy. A mi hermano, por aguantarme todos los días y haberme ayudado tanto durante este viaje.

A mis compañeros de universidad, a todos, porque gracias a ellos he vivido una época inolvidable.

A mi novia, Ainhoa, porque a pesar de no estar desde el principio, me ha demostrado que siempre está ahí en los momentos difíciles y que es la persona que alegra mis días y que me hace feliz.

A mi director, Antonio Acosta, por su paciencia y por haber dedicado su tiempo en enseñarme.

Al Principote.

Resumen

La energía termosolar se presenta como una fuente de energía sostenible y que contribuye a la protección del medio ambiente. Teniendo en cuenta la gran cantidad de radiación que recibe España, éste país se convierte en una gran potencia para la construcción de centrales termosolares. Sin embargo, la construcción de este tipo de centrales presenta grandes desafíos tecnológicos que han de resolverse para conseguir su plena incorporación al mercado de producción eléctrica.

En el presente proyecto se van a caracterizar los procesos por los cuales la radiación solar se transforma en energía térmica, y posteriormente en potencia mecánica o eléctrica útil. Para ello se realizará un modelo térmico (campo de heliostatos, radiación solar útil, pérdidas en el receptor, ciclo de potencia, etc.) que permita obtener el diseño de una planta de receptor central de torre y el análisis de los parámetros de operación de la misma.

El fin último de este estudio es el dimensionamiento de una central de 50 MW de potencia y con una capacidad de almacenamiento de 24 horas. Como novedad, el presente proyecto propone la introducir el uso de dos receptores, en lugar de uno, para así aumentar la flexibilidad de la planta y su rendimiento. Se revisará la viabilidad de esta propuesta comparándola con instalaciones que utilizan un único receptor.

Abstract

Solar thermal energy is presented as a sustainable energy source and contributes to environmental protection. Given the large amount of radiation received by Spain, the country became a great power for the construction of solar power plants. However, the construction of such plants present technological challenges that has to be solved to achieve full entry to electricity market.

In the present project is going to characterize the processes by which solar radiation is converted into heat energy, and then in mechanical or electrical useful power. This will involve create a thermal model (heliostat field, useful solar radiation, losses in the receiver, power cycle, etc.) that allow obtain the design of a tower central receiver plant and the analysis of the operating parameters thereof.

The ultimate goal of this study is the design of a power plant of 50 MW and a storage capacity of 24 hours. As a novelty, this project proposes to introduce the use of two receivers, instead of one, in order to increase plant flexibility and performance. It will review the feasibility of this proposal compared with configurations using a single receiver.

Índice General

<i>Agradecimientos</i>	<i>iii</i>
<i>Resumen</i>	<i>v</i>
<i>Abstract</i>	<i>vii</i>
<i>Índice General</i>	<i>ix</i>
<i>Índice de Figuras</i>	<i>xiii</i>
<i>Índice de Tablas</i>	<i>xv</i>
<i>Nomenclatura</i>	<i>xvii</i>
Capítulo 1	
Introducción	1
1.1 Motivación. Problemática de la energía.....	1
1.2 Fuentes de energía.....	2
1.3 Consumo mundial de energía.....	3
1.4 Cambio hacia un futuro sostenible.....	4
1.5 Objetivos.....	7
1.6 Metodología y fases del proyecto.....	7
Capítulo 2	
Energía solar	10
2.1 Declinación (δ).....	12
2.2 Ángulo horario (h).....	13
2.3 Altura solar (α).....	14
2.4 Ángulo de azimut (z).....	15
2.5 Hora de puesta y salida de sol y duración del día.....	15

Capítulo 3

Plantas de energía termosolar 16

3.1 Discos parabólicos.....	18
3.2 Colectores lineales Fresnel.....	20
3.3 Colectores cilíndrico parabólicos.....	21
3.4 Receptor central de torre.....	23

Capítulo 4

Definición del modelo de estudio 27

4.1 Radiación solar	27
4.2 Ciclo de vapor.....	29
4.3 Intercambiador de calor.....	32
4.4 Diseño del receptor.....	35
4.4.1 Diseño de la geometría del receptor.....	36
4.5 Cálculo de la pérdida de carga y potencia de bombeo.....	46
4.5.1 Pérdida de carga en el receptor.....	46
4.5.2 Pérdida de carga en la torre.....	48
4.5.3 Potencia de bombeo.....	48
4.6 Pérdidas térmicas en el receptor.....	49
4.6.1 Pérdidas térmicas por convección.....	50
4.6.2 Pérdidas térmicas por Radiación.....	53
4.7 Dimensionamiento del campo de heliostatos.....	58
4.8 Cálculo del rendimiento energético de la central.....	59
4.9 Depósito de almacenamiento.....	60
4.10 Coste de implantación de la central.....	61
4.11 Cálculo del porcentaje de apoyo de la caldera de gas natural.....	62

Capítulo 5

Resultados 64

5.1 Radiación solar.....	64
5.2 Ciclo de vapor.....	67
5.3 Intercambiador de calor.....	69
5.4 Diseño del receptor.....	70
5.4.1 Diseño de la geometría del receptor.....	71
5.5 Cálculo de la pérdida de carga y potencia de bombeo.....	73

5.5.1 Pérdida de carga en el receptor.....	73
5.5.2 Pérdida de carga en la torre.....	74
5.5.3 Cálculo de la potencia de bombeo.....	75
5.6 Pérdidas térmicas en el receptor.....	77
5.7 Dimensionamiento del campo de heliostatos.....	78
5.8 Cálculo del rendimiento energético de la central.....	79
5.9 Elección del modelo adecuado.....	80
5.10 Tanque de almacenamiento.....	84
5.11 Coste de implantación de la central.....	85
5.12 Cálculo del porcentaje de apoyo de la caldera de gas natural.....	86
Capítulo 6	
Conclusiones	88
6.1 Conclusiones finales.....	88
6.2 Crítica a los resultados y líneas futuras de trabajo.....	92
6.3 Costes de realización de los cálculos y del informe del proyecto.....	94
<i>Bibliografía</i>	<i>xcvii</i>
<i>Anexos</i>	<i>ci</i>

Índice de Figuras

<i>Figura 1: Camino anual de la tierra alrededor del sol [17].....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 2: Distintas posiciones del sol en el cielo (Hemisferio Norte) [17].....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 3: Definición de ángulos solares: declinación, ángulo horario, latitud y ángulo solar cenital [17].....</i>	<i>12</i>
<i>Figura 4: Camino del sol en el cielo [17].....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 5: Concentrador de disco parabólico [18].....</i>	<i>18</i>
<i>Figura 6: Concentrador lineal Fresnel [18].....</i>	<i>20</i>
<i>Figura 7: colector cilíndrico parabólico [18].....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 8: Esquema de una central de colectores cilíndrico parabólicos [18].....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 9: Receptor central de torre [18].....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 10: Esquema de una central de receptor central de torre [18].....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 11: Campo de heliostatos de Gemasolar. Eficiencia de heliostatos [6].....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 12: Esquema del ángulo entre el sol y la torre</i>	<i>28</i>
<i>Figura 13: Diagrama de un ciclo termodinámico sencillo.....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 14: Esquema de la central[5].....</i>	<i>33</i>
<i>Figura 15: Esquema de temperaturas en el intercambiador.....</i>	<i>34</i>
<i>Figura 16: Esquema de un panel del receptor de torre. Izquierda: Vista lateral. Derecha: Vista frontal.....</i>	<i>38</i>
<i>Figura 17: Esquema de distribución del flujo de sal fundida en el receptor de una central de torre (corte perpendicular al eje del cilindro receptor).....</i>	<i>39</i>
<i>Figura 18: Diagrama de diseño del receptor.....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 19: Arriba: configuración clásica con un único receptor en la torre. Abajo: configuración con dos receptores propuesta en el presente proyecto.....</i>	<i>45</i>
<i>Figura 20: Diagrama de pérdidas en el colector [6].....</i>	<i>49</i>
<i>Figura 21: Esquema del modelo y flujos de calor por radiación [8].....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 22: Circuito térmico equivalente del sistema a estudiar [8].....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 23: Comparativa entre las distintas funciones de intensidad solar.....</i>	<i>65</i>
<i>Figura 24: Curva de radiación del 21 de marzo.....</i>	<i>66</i>
<i>Figura 25: Pérdida de carga para distintas configuraciones de receptor.....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 26: Pérdida de carga total para distintas configuraciones de receptor.....</i>	<i>76</i>
<i>Figura 27: Curva de radiación concentrada en el receptor para el mes de marzo.....</i>	<i>79</i>
<i>Figura 28: gráfico comparativo entre distintas centrales.....</i>	<i>90</i>

Índice de Tablas

<i>Tabla 1: Valor de N en función del día [17].....</i>	<i>13</i>
<i>Tabla 2: Costes y factores de escala de la central solar 3 [6].....</i>	<i>61</i>
<i>Tabla 3: Tipos de tubería empleados.....</i>	<i>72</i>
<i>Tabla 4: Distintas geometrías para un único receptor.....</i>	<i>72</i>
<i>Tabla 5: Distintas geometrías para dos receptores.....</i>	<i>73</i>
<i>Tabla 6: Pérdida de carga para distintas configuraciones de receptor.....</i>	<i>74</i>
<i>Tabla 7: Pérdida de carga total y potencia de bombeo de la sal para distintas configuraciones de receptor.....</i>	<i>76</i>
<i>Tabla 8: Resultados para configuraciones con un receptor.....</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 9: Resultados para configuraciones con dos receptores.....</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 10: Dimensionamiento del campo de heliostatos para un receptor.....</i>	<i>78</i>
<i>Tabla 11: Dimensionamiento del campo de heliostatos para dos receptores.....</i>	<i>79</i>
<i>Tabla 12: Recopilación de resultados para configuraciones con un receptor.....</i>	<i>82</i>
<i>Tabla 13: Recopilación de resultados para configuraciones con dos receptores.....</i>	<i>82</i>
<i>Tabla 14: Costes específicos y totales de la central.....</i>	<i>85</i>
<i>Tabla 15: Potencias medias en el receptor y tiempos de operatividad.....</i>	<i>86</i>
<i>Tabla 16: Energía recogida por el receptor y energía de la caldera de apoyo para los meses de baja intensidad de radiación.....</i>	<i>87</i>
<i>Tabla 17: Comparación con la central de Gemasolar [14].....</i>	<i>89</i>
<i>Tabla 18: Comparación con la central de Andasol [15].....</i>	<i>89</i>
<i>Tabla 19: Costes de realización de los cálculos y el informe del proyecto.....</i>	<i>95</i>

Nomenclatura

A_s	Área de cielo
A_t	Área del tubo
C_{equipo}	Coste del equipo empleado por el personal del proyecto
C_{material}	Coste del material empleado por el personal del proyecto
C_{oficina}	Coste de la oficina empleada por el personal del proyecto
C_p	Calor específico
C_{personal}	Coste del personal implicado en el proyecto
C_t	Coste de la torre
C_{total}	Coste de construcción de la central termosolar
$C_{\text{transporte}}$	Coste del transporte del personal del proyecto
d_{colector}	Diámetro interno del tubo del colector del receptor
d_{torre}	Diámetro del receptor
$d_{\text{tubo,ext}}$	Diámetro exterior del tubo
$d_{\text{tubo,int}}$	Diámetro interior del tubo
e	Espesor del tubo
E_i	Potencia emisiva de cuerpo negro de la superficie i
F_{ij}	Factor de forma entre los distintos elementos de una geometría dada
G	Potencia máxima de radiación que debe llegar al receptor por unidad de área
$G_{\text{media.heliostatos}}$	Potencia media que concentra el campo de heliostatos en el receptor
$G_{\text{media.receptor}}$	Potencia media que recibe el receptor mientras está operativo
Gr	Número de Grashof
G_{total}	Potencia máxima de radiación que debe llegar al receptor
h	Ángulo horario
h_i	Entalpía del estado i
h_{ss}	Hora de salida y puesta de sol.

J_i	Radiosidad de la superficie i
k	Conductividad térmica
k_{sc}	Coeficiente de contracción brusca
k_{se}	Coeficiente de expansión brusca
L_{tubo}	Longitud del tubo
$\dot{m}_{sal.m\acute{a}x}$	Caudal máximo de sal que pasa por el receptor
\dot{m}_{tubo}	Caudal de sal que pasa por un tubo
n_{hel}	Número de heliostatos
$n_{paneles}$	Número de paneles por receptor
n_{tubos}	Número de tubos por panel
Nu	Número de Nusselt
Nu_{cf}	Número de Nusselt para convección forzada
Nu_{cn}	Número de Nusselt para convección natural
P	Presión
P_{kWh}	Precio del kilovatio hora eléctrico producido en la central termosolar
$P_{m\acute{a}x.d\acute{a}a}$	Potencia máxima de radiación que se recibe en un día
$P_{m\acute{a}x.receptor}$	Potencia máxima que el receptor transmite a la sal
$P_{media.d\acute{a}a}$	Potencia media de radiación que se recibe en un día
$P_{media.receptor}$	Potencia media que el receptor transmite a la sal
Pr	Número de Prandtl
$P_{t\acute{e}rmica.ciclo}$	Potencia térmica del ciclo de vapor
q''_{conv}	Flujo de calor qu pierde el tubo por convección
$q''_{m\acute{a}x}$	Calor máximo que puede atravesar la superficie del tubo sin que sufra daños
q_G	Cantidad de radiación que necesita el receptor
$Q_{m\acute{a}x}$	Caudal máximo de sal que pasa por el receptor
q_{rad}	Pérdidas térmicas de la instalación por radiación
q_{total}	Calor que abandona la superficie del tubo.
q_{tubo}	Calor que atraviesa la superficie del tubo
$q_{tubo.conv}$	Calor que pierde el tubo por convección
$q_{tubo.rad}$	Calor perdido por el tubo por radiación
R''_1	Resistencia térmica de convección

R''_2	Resistencia térmica de conducción
R''_t	Resistencia térmica del tubo
Ra	Número de Rayleigh
Re	Número de Reynolds
R_{total}	Radio del campo de heliostatos resultante
T_{amb}	Temperatura del ambiente
$T_{sal,tubos}$	Temperatura promedio de la sal dentro de los tubos del receptor
T_{tubo}	Temperatura de la pared exterior del tubo
z	Ángulo de azimut
z_{torre}	Ángulo del heliostatos respecto del norte de la torre
α	Altura solar
α_{torre}	Ángulo entre el heliostato y el alto de la torre
δ	Declinación
ΔT_{panel}	Incremento de temperatura de la sal en cada panel
$\Delta T_{receptor}$	Incremento de temperatura de la sal entre la entrada y la salida del receptor
ΔT_{sal}	Incremento de temperatura de la sal entre la entrada y la salida
ε	Rugosidad del acero
ε_{cielo}	Emisividad del cielo
ε_s	Emisividad equivalente
ε_{tierra}	Emisividad de la tierra
η_{campo}	Rendimiento de concentración de radiación del campo de heliostatos
$\eta_{central}$	Rendimiento de conversión de energía de la central
η_{elec}	Rendimiento eléctrico del ciclo de vapor
η_{mec}	Rendimiento mecánico del ciclo de vapor
η_t	Rendimiento térmico del ciclo de vapor
η_{total}	Rendimiento total del ciclo de vapor
θ	Ángulo entre el sol, el heliostato y la torre
μ	Viscosidad
ρ	Densidad
σ	Constante de Stefan Boltzman

Capítulo 1

Introducción

1.1 Motivación. Problemática de la energía

La energía es la fuerza vital de la sociedad. De ella dependen la iluminación de interiores y exteriores, el calentamiento y refrigeración de nuestras casas, el transporte de personas y mercancías, la obtención de alimento y su preparación, el funcionamiento de las fábricas, etc.

Hace poco más de un siglo las principales fuentes de energía eran la fuerza de los animales y la de los hombres y el calor obtenido al quemar la madera. El ingenio humano también había desarrollado algunas máquinas con las que aprovechaba la fuerza hidráulica para moler los cereales o preparar el hierro en las herrerías, o la fuerza del viento en los barcos de vela o los molinos de viento. Pero la gran revolución vino con la máquina de vapor, y desde entonces, el gran desarrollo de la industria y la tecnología han cambiado drásticamente las fuentes de energía que mueven la moderna sociedad. Ahora, el desarrollo de un país está ligado a un creciente consumo de energía procedente en su mayor parte de combustibles fósiles como el petróleo, carbón y gas natural.

1.2 Fuentes de energía

Es fundamental diferenciar las fuentes energéticas según su origen, ya que de él no sólo dependerá su posible duración, sino que además indicará su tecnología de aprovechamiento. Se distinguen así:

- Energías no renovables, de origen terrestre, ya que llevan almacenadas en la Tierra desde hace millones de años y, por tanto, son recursos finitos y de distribución geográfica irregular
- Energías renovables, que tienen su origen en el flujo continuo de la energía del Sol y se disipan a través de ciclos naturales

Dentro de las fuentes de energía no renovables se consideran los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural), así como el uranio, materia prima para la producción de energía nuclear de fisión. Estas fuentes energéticas son consideradas actualmente como convencionales, pero existen otras fuentes alternativas, cuyo estudio para su aprovechamiento a gran escala se ha iniciado hace pocos años: se trata de las pizarras bituminosas y las arenas asfálticas, que presentan un cierto parentesco geológico con el petróleo.

Por su parte, las fuentes de energía renovables son aquéllas que proceden del flujo de energía que recibe continuamente la Tierra, y que tiene su origen principal en el Sol, aunque en ciertos casos existe una cierta contribución de los campos gravitatorios terrestre y lunar.

Aunque casi una tercera parte de la energía procedente del Sol es reflejada por la atmósfera terrestre, las dos terceras partes restantes la atraviesan experimentando o no cambios en sus características, lo que da lugar a las distintas fuentes renovables de energía, cuyas formas de captación y aprovechamiento serán asimismo diferentes. Estas fuentes renovables, son las siguientes:

- Energía solar, directa, que atraviesa la atmósfera sin experimentar cambios sensibles
- Energía eólica, o energía contenida en el viento
- Energía de la biomasa, energía química almacenada en las plantas verdes y que se extiende a todos los seres vivos y sus residuos
- Energía geotérmica, cuyo origen remoto también está en el Sol, pero actualmente contenida en el interior de la Tierra

- Energía hidráulica, contenida en las masas de agua situadas a cierta altura
- Energía del mar, que se manifiesta de cuatro formas distintas: mareas, diferencias de temperatura, olas y gradiente salino.

Ahora bien, el hecho de que una fuente de energía sea renovable no quiere decir que sea abundante o que su explotación resulte gratuita. Por ello se ha intentado revisar los conocimientos tecnológicos en relación con los diferentes procedimientos para captar y transformar estas fuentes en energía útil al mínimo coste posible. Debido al gran interés despertado por las mismas en función de su bajo o nulo deterioro del medio ambiente y en relación al posible agotamiento de las fuentes energéticas convencionales, se ha incrementado enormemente el estudio de sus posibilidades de utilización con vistas a encontrar en ellas una alternativa frente a los combustibles fósiles y nucleares.

Según los expertos, para que exista una alta probabilidad de éxito de las tecnologías de aprovechamiento de las fuentes energéticas renovables, deben coincidir los siguientes factores:

- Conocimiento de las necesidades y posibilidades
- Demanda popular
- Integración en los sistemas energéticos actuales
- Sencillez y bajo coste de la tecnología
- Apoyo institucional, tanto educativo como económico

Todos estos factores constituyen serias barreras para el desarrollo a gran escala de las fuentes de energía renovables. La complejidad del problema requiere planes a largo plazo y una amplia cooperación internacional, abierta a todo tipo de iniciativas.

1.3 Consumo mundial de energía

El ser humano es un febril consumidor de energía y tal consumo constituye el fundamento último de su civilización y bienestar. El organismo de un hombre joven de 25 años y 70 kilos de peso, con actividad física moderada, necesita un aporte energético de 2.600 calorías diarias. Esta cifra es equivalente a 1.100 kWh por persona por año. Sin embargo, el consumo mundial de energía primaria por habitante, actualmente, es del orden de 20.000 kWh por

año. Es decir, dicho consumo es unas 20 veces superior al estrictamente necesario para la supervivencia de la humanidad en condiciones satisfactorias de salud.

A escala mundial, la energía consumida por el hombre proviene en su 80% (aproximadamente) de combustibles fósiles (carbón, petróleo, y gas natural), cuya utilización masiva conduce al agotamiento de sus reservas y supone una amenaza real al medio ambiente, que se manifiesta, principalmente, a través del calentamiento global de la Tierra y de la acidificación del agua.

Por otro lado la distribución del consumo de energía es sumamente desigual: el consumo de energía por habitante en las economías industriales de mercado, por ejemplo, es más de 80 veces superior al de los países del África subsahariana que, con un valor de 700 kWh por habitante al año (dato extraído de [23]), están por debajo de los límites de supervivencia. De hecho, la cuarta parte de la población mundial consume tres cuartas partes de la energía primaria del mundo.

1.4 Cambio hacia un futuro sostenible

El mantenimiento del sistema energético actual durante un plazo de tiempo de una o dos generaciones a partir del año 2000 es, simplemente, insostenible porque está agotando las reservas de combustible, contribuye al efecto invernadero, a la acidificación del agua y a la deforestación y origina riesgos para la paz mundial.

La solución al problema energético es por una parte, mejora de la eficiencia del consumo energético, así como la reducción del mismo y por otra parte la introducción de las energías renovables como fuente de obtención de la energía eléctrica.

En el momento actual, cuando la disponibilidad de recursos fósiles está jugando un papel cada vez más determinante a nivel mundial y cuando los problemas medio ambientales aparecen entre las preocupaciones principales de la sociedad, las energías renovables surgen de nuevo con éxito creciente en el marco energético de los países como alternativas viables reivindicando su condición de alternativa válida.

Las perspectivas de la situación energética actual no son muy optimistas. No se debe

olvidar que todos los países, más o menos desarrollados, realizan continuos esfuerzos en un intento de mejorar su situación socioeconómica. De aquí se desprende que si la economía mundial progresa en expansión al ritmo de cumplir con las aspiraciones de los distintos países, la demanda de energía está condenada a crecer en consecuencia, incluso si esfuerzos adecuados son llevados a cabo para mejorar la eficiencia de utilización de la energía y, en definitiva reducir el consumo.

En la actualidad, las energías renovables se perfilan en una posición adecuada, al lado de las energías fósiles, para hacer frente a la demanda creciente y sin perjuicio desde el punto de vista económico. Además, las energías renovables pueden poco a poco jugar un papel de sustitución de las energías fósiles, dado que no sólo el agotamiento de recursos sino también problemas medio ambientales actúan en contra de los recursos fósiles y en favor de las renovables.

Considerando el hecho de que menos de un 25% de la población mundial disfruta de un 75% del consumo total mundial de energía, es fácil comprender como uno de los requisitos fundamentales del desarrollo debe pasar por la eliminación o al menos reducción de este enorme desequilibrio entre las regiones más y menos desarrolladas. En este aspecto, las energías renovables deben también jugar un papel primordial, ciertamente más importante que el de otros recursos fósiles cada vez menos disponibles o accesibles por países en desarrollo.

A diferencia de grandes sistemas centralizados, más bien difíciles de construir en países con escasos recursos económicos y energéticos, los sistemas renovables descentralizados pueden ayudar y proporcionar una gran parte de la energía demandada gracias a la importante característica de la modularidad y el reducido tiempo de construcción.

En cuanto a la electricidad, es importante resaltar que esta forma de energía actúa como uno de los principales agentes en las economías actuales. Según tendencias contemporáneas, la electricidad aparece como el vector energético por excelencia de las economías modernas dado que el incremento en su demanda resulta ser superior al observado de la parte de los recursos fósiles para utilización en forma de combustible. [24]

Actualmente, el reto central en un sistema energético es el encontrar la inversión óptima que minimice el costo en la generación de la demanda de los consumidores, pero que, al mismo tiempo, cumpla con las crecientes restricciones medio ambientales. Para producir electricidad, todas y cada una de las fuentes de energía renovables deben ser consideradas. Su disponibilidad espacial y temporal determinará la mayor o menor intensidad de utilización que de ellas pueda realizarse.

Considerando las energías solar y eólica como representativas del conjunto de energías

renovables se puede realizar un análisis de las posibilidades y resultados de la combinación de sistemas convencionales con sistemas renovables dentro del mismo sistema energético. Esta bien podría ser la tendencia en el futuro en los sistemas de generación de electricidad, pero importantes cuestiones deben ser evaluadas dadas las diferencias existentes entre sistemas convencionales y sistemas mixtos.

A diferencia de las energías convencionales, tanto la fuente solar como la eólica son intermitentes o variables en el tiempo, lo cual hace necesaria una estimación del impacto causado por la inclusión de centrales basadas en fuentes renovables sobre los sistemas convencionales. La razón para esto es que el comportamiento de estas últimas puede verse enormemente afectado añadiendo una complejidad adicional al problema. El concepto de escenarios de energía renovable puede y debe ser aplicado después de realizar los estudios pertinentes.

Finalmente, los beneficios de las energías renovables no pueden ser evaluados únicamente en base a principios económicos, sino que también otro tipo de consideraciones tales como las medio ambientales deben ser consideradas. Así por ejemplo, una comparación entre sistemas convencionales y las energías renovables puede ser llevada a cabo tomando como parámetro las diferentes emisiones que atentan contra el medio ambiente, tales como los gases causantes del calentamiento global, los cuales son el CO_2 , el SO_2 , y el NO_2 .

Como conclusión, el papel de las fuentes energéticas renovables debe ser acentuado, sus intentos de utilización no deben cesar con el fin de aumentar la parte de la energía producida a partir de estas fuentes al lado de la producción resultante de sistemas convencionales. Además de mejorar la eficiencia de los sistemas de obtención, la capacidad para proporcionar la creciente demanda de energías en el futuro depende del aumento de la contribución de las fuentes de energía renovable, lo cual será la probable tendencia energética futura del siglo XXI.

1.5 Objetivos

Los principales objetivos del presente proyecto fin de carrera, atendiendo al escenario anteriormente descrito, son:

1. Desarrollar un modelo que permita obtener la radiación solar en función del día del año y la latitud en la que se encuentra la central.
2. Crear un modelo que explique el funcionamiento de una central solar de receptor central con almacenamiento utilizando sales fundidas
3. Realizar los cálculos necesarios para el dimensionamiento y análisis de una central solar de receptor central.
4. Obtención y estudio de los resultados de dichos cálculos de forma que se contribuya a la mejor comprensión y desarrollo de la energía solar ayudándonos al crecimiento sostenible de la humanidad.
5. Contribución al desarrollo de la tecnología mediante la propuesta preliminar de nuevas alternativas en el diseño del receptor.
6. Sentar las bases de cálculo de futuros proyectos fin de carrera que se realicen partiendo del presente informe.

1.6 Metodología y fases del proyecto

A continuación se va a detallar las fases que se han seguido para el desarrollo del proyecto. La primera fase ha consistido en realizar una investigación sobre la energía solar y las distintas formas de aprovechamiento que existen. Para ello se han consultado libros y artículos proporcionados por el departamento de ingeniería térmica y de fluidos. Las fuentes bibliográficas básicas consultadas y en las que se ha basado todo el trabajo son el catálogo del fabricante de la sal utilizada como fluido de transferencia de calor [4], dos artículos sobre

la energía termosolar con receptor central [5] y [6] y el libro electrónico de A. Soteris Kalogirou “Solar Energy Engineering” [20].

Una vez recogida y estudiada toda la información necesaria, se ha redactado el informe siguiendo la estructura de proyecto académico descrita a continuación.

1. El el primer capítulo aparecen los objetivos, pasos a seguir y motivaciones que han hecho que se lleve a cabo este trabajo.
2. En el segundo capítulo se explica cómo funciona la radiación solar y los ángulos que se utilizan para calcularla en función de la ubicación geográfica.
3. En el tercer capítulo se explican las distintas tecnologías termosolares existentes, indicando sus ventajas e inconvenientes.
4. Una vez explicado el marco de trabajo, en el cuarto capítulo se ha procedido a la creación de un modelo que sirva para el dimensionamiento de una central termosolar de receptor central. Para ello, primero se ha desarrollado un modelo para la obtención de las curvas de radiación en función de la ubicación y del día en cuestión, usando como entrada datos meteorológicos extraídos de [1] y se ha calculado el ángulo existente entre los rayos del sol, el receptor y los heliostatos. A continuación se ha descrito el ciclo de potencia, donde se obtienen los datos de entrada para dimensionar el receptor. Teniendo en cuenta la capacidad de almacenamiento de 24 horas, se diseña el receptor y se calculan las pérdidas térmicas y las pérdidas de carga. Con estos cálculos se obtienen los datos necesarios para realizar el dimensionamiento del campo de heliostatos. Con todos los datos obtenidos, se ha realizado una estimación del coste de construcción de la central termosolar de receptor central siguiendo la metodología descrita en el artículo [6].
5. En el capítulo 5 se utiliza el modelo desarrollado para el dimensionamiento de una central de 50 MW de potencia, con una capacidad de 24 horas de funcionamiento y ubicada en Almería. Los resultados del diseño, son analizados en éste capítulo mediante tablas y gráficos así como mediante la evaluación de distintas posibilidades y escenarios.
6. Por último, en el capítulo de conclusiones se resumen los resultados obtenidos, realizando un análisis crítico de éstos y presentando futuras líneas de trabajo para la mejora del mismo. Se incluye aquí también los costes de realización del proyecto.

Capítulo 2

Energía solar

El sol es una esfera de materia gaseosa en constante reacción de fusión con un diámetro de $1,39 \cdot 10^9$ metros y que se sitúa a $1,5 \cdot 10^{11}$ metros de la tierra. La reacción que se produce en su interior es muy exotérmica, consistiendo básicamente en la transformación de hidrógeno en helio. En su interior la temperatura alcanza unos 15 millones de grados, mientras que su capa exterior se encuentra a unos 6000 K. Éste se comporta como un cuerpo negro a una temperatura de 5760 K. La potencia de salida de energía radiada por el sol es muy alta, de $3,8 \cdot 10^{20}$ MW. Ésta radiación se distribuye en todas las direcciones. A la Tierra llega sólo una pequeña fracción de la radiación emitida por el sol, y corresponde con $1,7 \cdot 10^{14}$ kW. Sin embargo, esa pequeña fracción de radiación solar que recibe la superficie terrestre durante 84 minutos constituye el consumo mundial de energía del planeta en un año, unos 900 EJ aproximadamente.

El movimiento de traslación de la tierra alrededor del sol, cuyo período es de 365,25 días, así como el movimiento de rotación y precesión de la misma, cuyo período es 24 horas, producen que el camino que recorre el sol visto desde la tierra sea distinto para cada día del año y para cada momento del día. Es necesario conocer el camino del sol para poder así determinar la radiación que recibe una determinada zona geográfica.

La máxima variación en el camino que recorre el sol en el cielo de norte a sur son 47° , y esto es debido a la pendiente de $23,5^\circ$ que tiene el eje de rotación de la tierra respecto del sol, llamado declinación. La declinación es la principal causa de la existencia de las estaciones en la tierra.

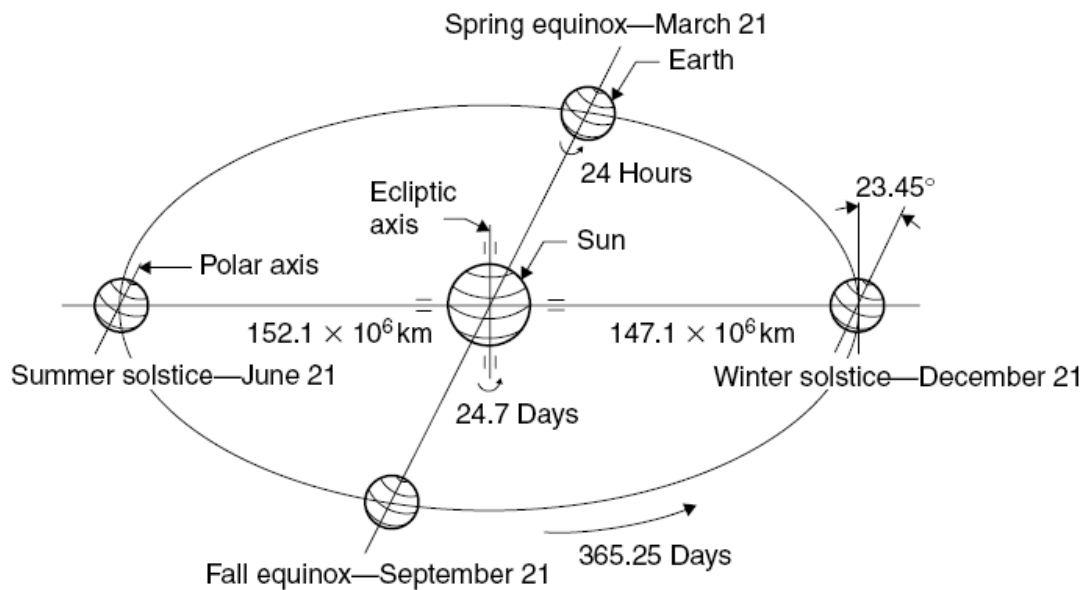


Figura 1: Camino anual de la tierra alrededor del sol [17]

La existencia de esta declinación del eje de la tierra provoca que el sol este a distintas alturas en función de la estación del año donde se encuentre la tierra. A continuación se muestra en la Figura 2 distintas posiciones aparentes del sol en función de la estación del año en el hemisferio norte.

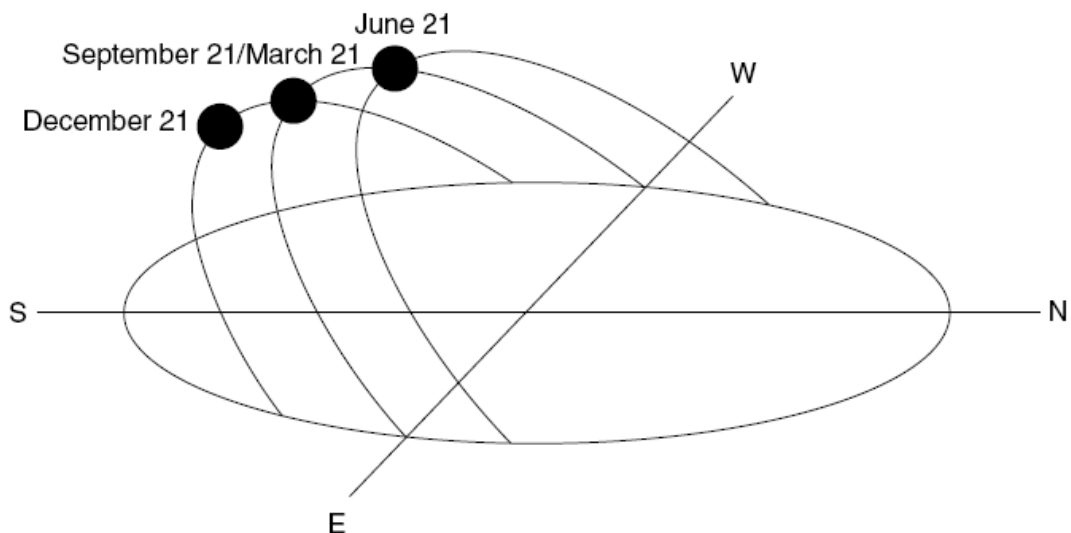


Figura 2: Distintas posiciones del sol en el cielo (Hemisferio Norte) [17]

Como consecuencia de esta variación altura, al estar más alto el sol en verano, el camino que recorre en el cielo es mayor siendo también mayor la duración del día. En invierno, al contrario, el camino que recorre es menor y por tanto la duración del día también lo es.

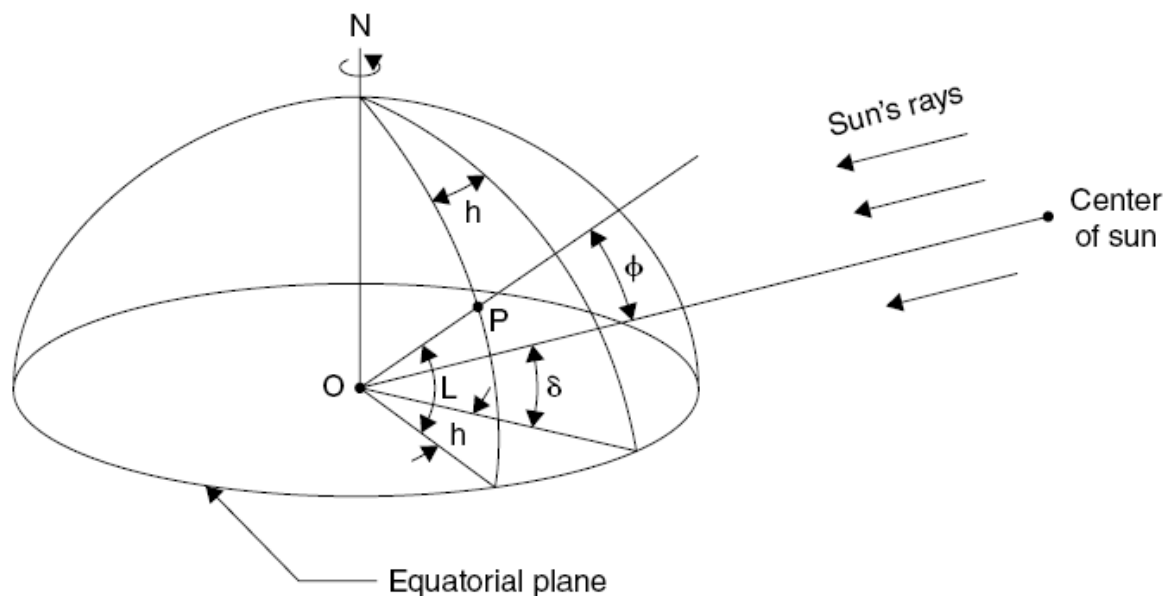


Figura 3: Definición de ángulos solares: declinación, ángulo horario, latitud y ángulo solar cenital [17]

El camino que recorre el sol en el cielo visto por un observador desde la tierra se puede definir mediante un modelo con dos grados de libertad. Sin embargo, son necesarios dos ángulos más, que definen la situación del observador en la tierra. Éstos son la altura solar (α) y el ángulo de azimut (z). Para definir estos ángulos es necesario definir la declinación (δ) y el ángulo horario (h) (ver Figura 3).

2.1 Declinación (δ)

Como consecuencia de la inclinación del eje de rotación de la tierra respecto al plano de la órbita y del movimiento de traslación y precesión de la tierra alrededor del sol el ángulo comprendido entre el eje de la tierra y el eje del sol cambia de $-23,45^\circ$ en el solsticio de invierno, correspondiente con el 21 de Diciembre a $23,45^\circ$ en el solsticio de verano, correspondiente con el 21 de Junio, según la ecuación 2.1.

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left[\frac{360}{365} (284 + N) \right] \quad (2.1)$$

Donde N representa el número de día del año, y se extrae de la Tabla 1.

Mes	Día
Enero	i
Febrero	31+i
Marzo	59+i
Abril	90+i
Mayo	120+i
Junio	151+i
Julio	181+i
Agosto	212+i
Septiembre	243+i
Octubre	273+i
Noviembre	304+i
Diciembre	334+i

Tabla 1: Valor de N en función del día [17]

2.2 Ángulo horario (h)

El ángulo horario es el arco de ecuador contado desde el punto de intersección del ecuador con el meridiano del observador hasta el círculo horario de la Tierra. Para el cálculo del ángulo horario basta con tener en cuenta el periodo de rotación de la tierra, que son 24 horas. Conocido éste, se dividen los 360 grados de la Tierra entre su periodo, y se multiplica por el tiempo en horas (t) que dista del mediodía solar, según la ecuación 2.2, obteniéndose así el ángulo horario.

$$h = \frac{360}{24} \cdot t \quad (2.2)$$

El valor del ángulo horario para el mediodía es cero, tomando valores positivos para las horas de la tarde y negativo para las horas de la mañana.

2.3 Altura solar (α)

La altura solar es el ángulo comprendido entre los rayos del sol y el plano horizontal, como se muestra en la Figura 4. La expresión matemática para calcularlo es la siguiente:

$$\sin(\alpha) = \sin(L) \cdot \sin(\delta) + \cos(L) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(h) \quad (2.3)$$

Donde L es la latitud de la zona geográfica donde se encuentra el receptor solar.

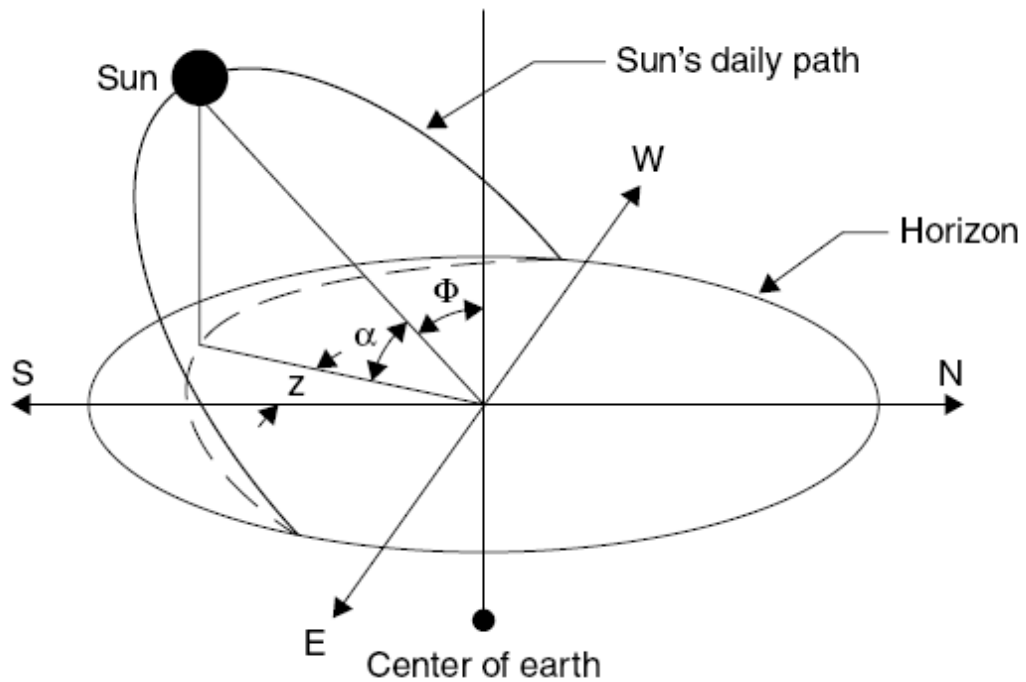


Figura 4: Camino del sol en el cielo [17]

2.4 Ángulo de azimut (z)

El ángulo de azimut es el ángulo medido en el plano horizontal que forman los rayos del sol con el sur en el hemisferio norte y con el norte en el hemisferio sur, como se puede observar en la Figura 4. La expresión matemática para calcularlo es la siguiente:

$$\sin(z) = \frac{\cos(\delta) \cdot \sin(h)}{\cos(\alpha)} \quad (2.4)$$

El ángulo de azimut toma valores positivos para valores del ángulo horario positivos, es decir, al oeste y negativos el este.

2.5 Hora de puesta y salida de sol y duración del día

El sol sale y se pone cuando el valor de la altura solar es cero. Entonces, despejando de la ecuación 2.3 se obtiene:

$$\cos(h_{ss}) = \frac{-\sin(L) \cdot \sin(\delta)}{\cos(L) \cdot \cos(\delta)} \quad (2.5)$$

Deshaciendo el paso de ángulo horario a hora descrito en la ecuación 2.3 se obtiene el tiempo en horas que dista la salida del sol con el mediodía solar. Si se resta a doce este tiempo obtenemos la hora de salida del sol, y si se suma a doce se obtiene la hora de puesta del sol. Si se multiplica este tiempo por dos se obtiene la duración total del día.

Capítulo 3

Plantas de energía termosolar

Las plantas de energía termosolar se basan en la concentración de la radiación solar para poder obtener grandes temperaturas que permitan obtener vapor de agua a alta temperatura con el objetivo de hacer funcionar un ciclo termodinámico para la obtención de energía eléctrica.

Entre las características de las plantas de energía termosolar cabe destacar:

- Es gestionable y se puede almacenar. La energía termosolar, a diferencia de otras tecnologías renovables cuya energía hay que consumirla en el momento de su generación, es una tecnología renovable con capacidad de almacenamiento, capaz de aportar a la red electricidad cuando es demandada incluso en horas sin luz solar. Esto representa una gran ventaja, ya que aporta una gran seguridad al sistema eléctrico en general junto con la estabilidad que se deriva de la gran inercia del equipo generador -turbina y alternador- y que permite apoyar a la red eléctrica ante incidencias.
- Limpia, segura y renovable. Es muy importante destacar que se trata de un sistema de generación de energía limpio, seguro y renovable, algo absolutamente fundamental de cara a la lucha contra el cambio climático y el desarrollo de un modelo económico y social sostenible. Y es que el sol es el recurso renovable más abundante sobre la Tierra.
- Generadora de empleo. Las centrales termosolares son las que más empleos generan desde el inicio de su construcción hasta su puesta en marcha. Cada planta de 50 MW emplea durante todas sus fases (desde el diseño, fabricación de componentes e

instalación) un promedio de 5.000 puestos de trabajo al año directos y otros tantos indirectos [14]. Además, cada planta de 50MW que están siendo construidas en España emplea a unas 500 personas en el lugar de emplazamiento durante los dos años que dura su construcción. Una vez en operación, requieren una plantilla indefinida de 50 empleos por planta. Por ello la industria termosolar puede convertirse en una gran impulsora en la generación de empleo y el desarrollo económico y social de muchas regiones españolas.

- Reduce la dependencia energética. La generación de energía de origen termosolar, y de cualquier tipo de tecnología renovable en general, evita la importación de petróleo y otras fuentes de energía fósil procedentes de otros países, lo que permite ir reduciendo la alta dependencia energética de España.
- Ofrece oportunidades para muchas regiones del planeta. Los países con menor desarrollo energético y económico disponen por lo general de un gran recurso solar. La tecnología termosolar supone una gran oportunidad para acceder a la electricidad en zonas aisladas o para países en vías de desarrollo en cuya implementación se hará uso de un alto componente local.
- Permite su construcción en zonas rurales, favoreciendo la deslocalización de los nodos de distribución eléctrica y la robustez de la red de producción y transporte de electricidad.

Cabe señalar que España es hoy líder mundial tanto en potencia instalada como en capacidad tecnológica, y las empresas del sector solar termoelectrico están comenzando a participar en ambiciosos proyectos en muchas regiones del mundo (EE.UU., Norte de África, Oriente Medio, China, India, Australia...). Un liderazgo que se ha logrado gracias a un esfuerzo continuado en I+D dentro del sector ya desde finales de los años 70, y que perdura hasta hoy.

Asimismo, gracias a la abundancia de de radiación solar de la que goza nuestro país, especialmente en toda su mitad sur, España puede llegar a convertirse en un futuro en un gran exportador de energía verde ayudando a otros países europeos al cumplimiento de sus objetivos en el horizonte 2020 y posteriores, algo que resultaría enormemente estratégico para los intereses económicos del país.

Además de las que ya están operativas, para el año 2013 se espera que haya en funcionamiento unas 60 plantas, que en su conjunto contarán con alrededor de 2.500 MW de potencia instalada [22].

Actualmente existen cuatro tecnologías para la producción de energía termosolar, en función del tipo de concentración empleada, ya sea lineal o puntual, y en función del

movimiento o no movimiento del receptor. Son la de discos parabólicos con motor Stirling, la de colectores lineales Fresnel, la de colectores cilíndrico parabólicos y la de receptor central, que es la que se analiza en el presente proyecto.

3.1 Discos parabólicos

Esta tecnología tiene el foco de concentración puntual y móvil. Se basa en un disco parabólico que concentra la radiación en un punto, donde se encuentra situado un motor Stirling, que produce electricidad.

Es la tecnología que mayor valor de concentración solar tiene alcanzando valores por encima de 3000, debido a su curvatura parabólica y a la baja relación distancia focal/diámetro ($f/D = 0,6$). Se consigue con ello temperaturas muy altas de operación, entre 650 °C y 800 °C. La superficie cóncava del concentrador se compone por espejos de vidrio de segunda superficie con su correspondiente curvatura parabólica o también por espejos delgados de primera superficie soportados sobre una estructura de fibra de vidrio o de membrana tensionada.

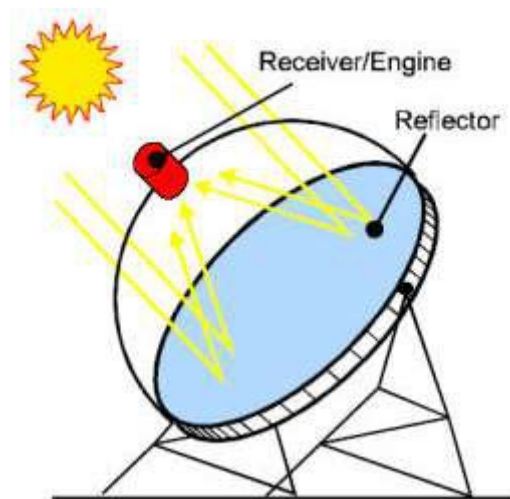


Figura 5: Concentrador de disco parabólico [18]

La tecnología de discos parabólicos también es la que mayores eficiencias presenta, pudiendo operar con una eficiencia media de un 25%. El inconveniente es que cada unidad

tiene una potencia pequeña, entre 7 y 25 kW. Están diseñados para la producción de energía eléctrica independientemente, pero se pueden agrupar para la creación de grandes centrales. No son compatibles con el almacenamiento térmico, ya que generan directamente electricidad, aunque se está investigando el añadirles esta capacidad.

Uno de los elementos clave de los concentradores de disco parabólico es el receptor, que se compone por una cavidad con una pequeña apertura y un sistema de aislamiento. En el receptor se lleva a cabo la transferencia de calor proveniente de la radiación solar al gas, para lo cual se utilizan dos métodos:

- En el primero la radiación solar incide directamente sobre un panel de tubos por el interior de los cuales circula el gas (helio, hidrógeno o aire).
- En el segundo, se vaporiza en el receptor un metal líquido (generalmente sodio), que luego condensa en la superficie de los tubos por los que circula el gas de trabajo. El metal líquido condensado se recircula al receptor.

La utilización de un motor Stirling trae consigo varias ventajas:

- No necesita agua para producir electricidad
- Al no ser un motor de rozamiento no requiere de lubricación
- Es silencioso
- Puede conectarse a una red de fases.

Una planta de 50 MW puede construirse en menos de un año. Como todos los sistemas de generación de energía eléctrica a partir de energías renovables, el coste de inversión inicial es alto, pero los costes de operación son muy bajos.

Actualmente no existe ninguna central con esta tecnología en España (información extraída de [22]). Sin embargo, se está construyendo una en Casa de los Pinos (Cuenca), de 1 MW de potencia y está preasignada la construcción de otras siete centrales en Puertollano (Ciudad Real), con un total de 70,4 MW.

3.2 Colectores lineales Fresnel

El concentrador lineal Fresnel es un concentrador formado por espejos alineados donde el receptor es fijo. Se basa en la utilización de reflectores planos agrupados en filas de gran longitud. Dichas filas simulan un espejo curvo por variación del ángulo ajustable de cada fila en relación con el receptor. Éstos espejos reflejan la radiación solar a un tubo receptor, situado varios metros por encima de los espejos. Es una tecnología que se caracteriza por su sencillez de construcción y por su bajo coste.

Los reflectores se construyen con espejos de vidrio normales, por lo tanto su materia prima es muy barata. Los espejos Fresnel son un 15% menos eficientes ópticamente que los espejos cilíndrico parabólicos, pero el ahorro de costes de construcción y diseño en los primeros compensa su menor eficiencia.

Otra característica de la tecnología Fresnel es que el tubo receptor está separado de los concentradores, se mantiene fijo y no tiene partes móviles. Por lo tanto lo hace más económico.



Figura 6: Concentrador lineal Fresnel [18]

Entre las ventajas de la tecnología de concentradores Fresnel puede destacarse:

- Los concentradores se instalan a nivel del piso, reduciendo la carga del viento y son más fáciles para mantener y limpiar.
- El vapor puede generarse directamente y no se requiere de intercambiadores de calor.
- Capacidad de producción escalable.
- Construcción automatizada de los componentes clave.
- Poco consumo de agua.
- Utiliza menos espacio que otras tecnologías debido a que no necesita un terreno perfectamente llano.

Al ser tan económica su construcción, materia prima y mantenimiento, los concentradores lineales Fresnel han despertado el interés de varias compañías que planean el desarrollo de nuevas plantas en España.

Actualmente existe en España una central que utiliza esta tecnología, en la localidad Murciana de Calasparra. Dicha central tiene una potencia instalada de 30 MW (información extraída de [22]).

3.3 Colectores cilíndrico parabólicos

Los sistemas cilíndrico parabólicos consisten en lazos o hileras de espejos de forma parabólica, capaces de orientarse según la dirección de los rayos del sol, con un movimiento en un grado de libertad, concentrando la radiación solar en un tubo situado en el foco de la parábola.

Para su construcción se emplean láminas de material reflectivo curvadas en forma de parábola. El tubo de acero está construido de un material capaz de soportar altas temperaturas y que mejore la absorción del calor. Dicho tubo típicamente se recubre de una carcasa de vidrio para reducir las pérdidas de calor hacia el ambiente, aunque también produce pérdidas por transmitancia del cristal.



Figura 7: colector cilíndrico parabólico [18]

El fluido de transferencia que circula por los tubos situados en el foco de la parábola puede ser aceite térmico o sales fundidas. Si se emplea aceite térmico, que soporta menores temperaturas (en torno a 400 °C), para realizar el almacenamiento térmico en un tanque de sales es necesario el uso de un intercambiador. Si se usan sales directamente no sería necesario el uso de éste intercambiador, además de que la temperatura máxima que soportan las sales es mucho mayor (en torno a 600 °C).

El calor producido por la radiación solar concentrada, es recogido por el fluido de transferencia. Dicho fluido de transferencia circula por un intercambiador para vaporizar agua y el vapor, al expandirse en una turbina, se transforma en energía eléctrica.

Los colectores cilíndrico parabólicos se están instalando actualmente junto con un sistema de almacenamiento de calor. Dicho almacenamiento puede consistir en un depósito con un fluido de alto calor específico (como por ejemplo sales fundidas) o una sustancia de cambio de fase (como determinadas parafinas o metales). Concretamente para el sistema de almacenamiento de sales, uno de los más utilizados, se dispone de dos tanques de almacenamiento. Un tanque con sales calientes y otro con sales relativamente tibias, ambas en fase líquida. Tal cual se indica en la Figura 8, las sales pueden ser calentadas mediante un intercambiador de calor por el que circula el fluido de transferencia de los colectores. Dicho intercambiador, como ya mencionamos anteriormente, no sería necesario si el fluido de transferencia fuese directamente la sal. En ausencia de radiación solar, las sales calientes son las que calientan el aceite térmico para producir vapor en el generador de vapor.

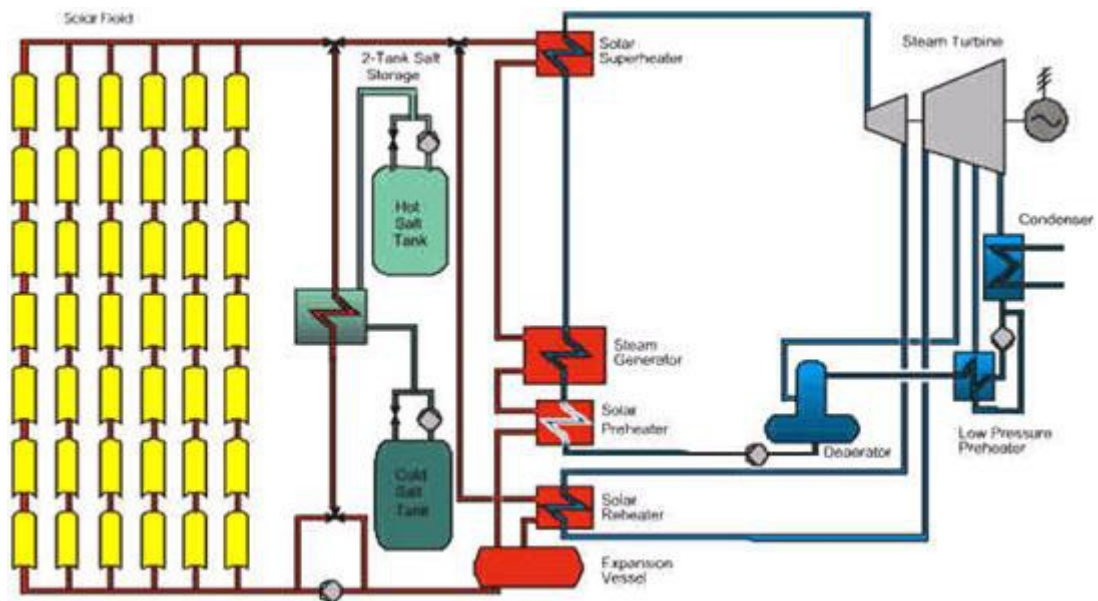


Figura 8: Esquema de una central de colectores cilíndrico parabólicos [18]

Esta tecnología es la más desarrollada de las actualmente utilizadas, por ello ha alcanzado una gran eficiencia y bajo coste. La mayor parte de las centrales termosolares construidas en España utilizan colectores cilíndrico parabólicos. En España existen 34 centrales termosolares que utilizan esta tecnología y otras 12 en construcción, cada una de ellas con una potencia instalada de 50 MW (datos extraídos de [22]).

3.4 Receptor central de torre

En esta tecnología un conjunto de heliostatos concentran la radiación en el receptor, situado en lo alto de una torre, como puede verse en la Figura 9). Estos heliostatos están hechos de un material altamente reflectante. Suelen tener un área de unos 120 m² y son capaces de realizar un seguimiento al sol con dos grados de libertad.

Los heliostatos se ensucian con el polvo del ambiente, y es necesario limpiarlos con frecuencia para evitar pérdidas de reflectividad.

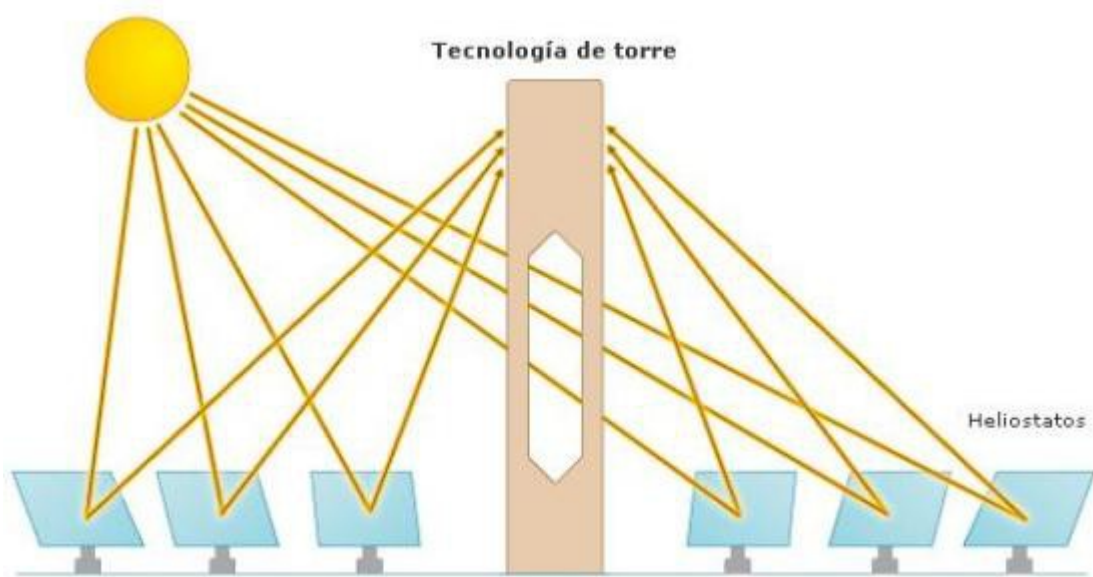


Figura 9: Receptor central de torre [18]

Como se ha comentado anteriormente, la radiación solar reflejada por los heliostatos se concentra en el receptor. Éste se sitúa en lo alto de una torre que típicamente alcanza de más de 100 metros de altura. El receptor, en su configuración mas habitual, está formado por tubos por los cuales circula el fluido de transferencia. También existen receptores de tipo cavidad, por los que puede circular un fluido de transferencia gaseoso. Una vez recogida la energía de la radiación solar se utiliza para producir energía eléctrica en una turbina.

El fluido de transferencia puede ser vapor de agua, que iría directamente a la turbina de un ciclo de potencia o sales fundidas, en cuyo caso deberá existir un intercambiador de calor para operar el ciclo de potencia. El uso de sales fundidas tiene muchas ventajas, entre las cuales cabe destacar:

- Que las sales son líquidas, no gaseosas y no circulan a alta presión, al contrario que el vapor de agua, con lo cual los tubos pueden ser de un diámetro y un espesor mucho menor.
- Se puede almacenar directamente la sal fundida en un depósito para poder acumular calor y usarlo cuando sea necesario, sin necesidad de que esté el sol radiando.

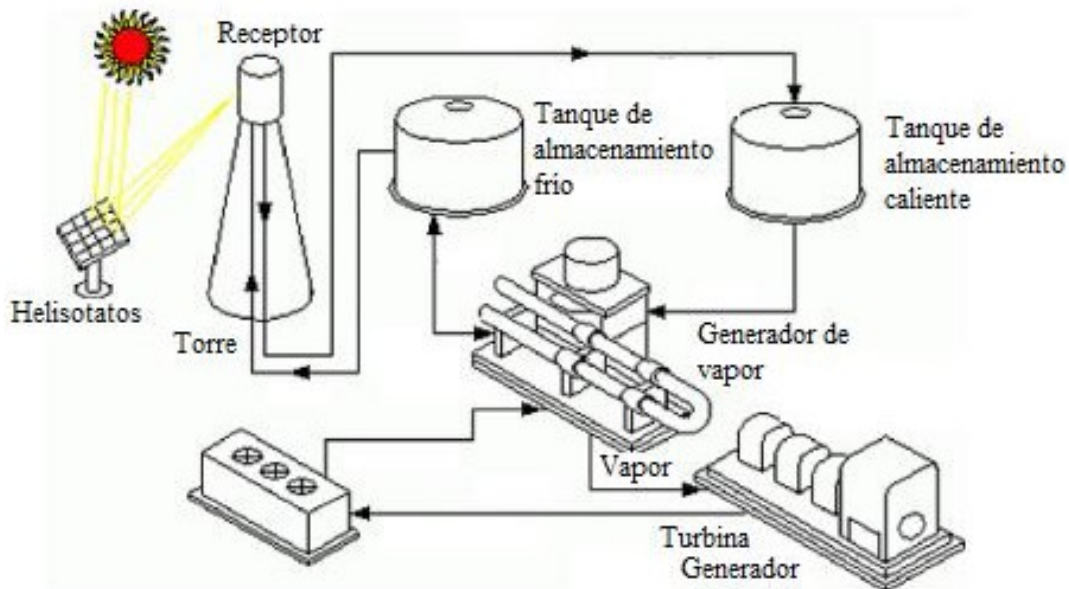


Figura 10: Esquema de una central de receptor central de torre [18]

En la Figura 10 se representa un esquema general de funcionamiento de una planta de generación eléctrica termosolar con receptor central. Las sales, después de pasar por el receptor, situado en lo alto de la torre, van a un tanque de almacenamiento de sal a alta temperatura. De aquí una corriente de sal se extrae y circula por un intercambiador de calor, donde se evapora agua (generador de vapor) para alimentar a la turbina. Dicha corriente de sal fundida, una vez que sale del intercambiador, a menor temperatura, va a otro tanque de almacenamiento de sal, a menor temperatura que el anterior, a la espera de que haya radiación para poder volver a ser calentada.

Esta tecnología suele contar con el apoyo de una caldera auxiliar de gas natural para apoyar a la planta en días nublados.

Actualmente en España existen tres centrales de receptor central. Dos de ellas, las centrales PS10 y PS20 en Sanlúcar la Mayor (Sevilla) funcionan con vapor como fluido de transferencia. Tienen una potencia instalada de 10 MW y 20 MW respectivamente. La tercera, Gemasolar, situada en Fuentes de Andalucía (Sevilla), funciona con sales fundidas y es la primera central comercial de torre que utiliza dicha tecnología. Tiene una potencia instalada de 20 MW y una capacidad de almacenamiento de 15 horas. Esta central se ha tomado como guía para la realización del presente proyecto y como una referencia real con el cual poder comparar los resultados.

En la Figura 11 se muestra el esquema del campo de heliostatos de la central de Gemasolar.

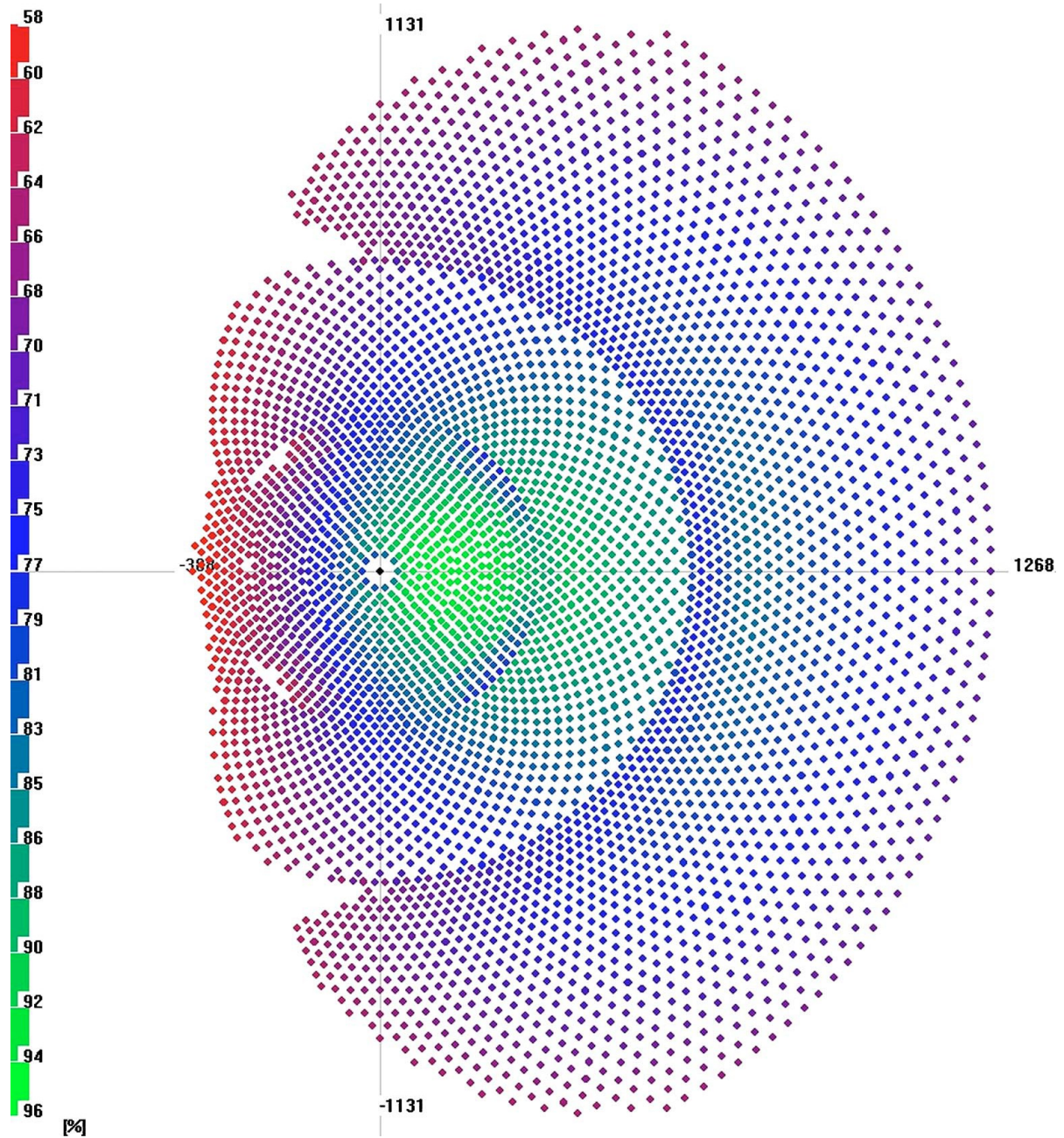


Figura 11: Campo de heliostatos de Gemasolar. Eficiencia de heliostatos [6]

Capítulo 4

Definición del modelo de estudio

4.1 Radiación solar

El primer paso a realizar antes de empezar a diseñar la central solar es diseñar un modelo de radiación solar, con el cual poder obtener las curvas de radiación solar en función del día del año y la localización geográfica de la zona donde se sitúe la central. Por lo tanto se tiene que escoger antes de empezar la ubicación geográfica donde se va a construir la central.

Para ello se ha valorado aproximar la radiación recibida a distintas funciones, comparando éstas a su vez con datos reales extraídos de una fuente fiable [1].

Las funciones estudiadas son las siguientes, obtenidas de []:

$$q_1(i) = c_1 \cdot \text{sen} \left(\pi \cdot \left(\frac{\text{tiempo}(i) - t_a}{t_b - t_a} \right) \right); \quad (4.1)$$

$$q_2(i) = c_{21} \cdot \cos \left(2 \cdot \pi \cdot \left(\frac{\text{tiempo}(i) - t_a}{t_b - t_a} \right) \right) + c_{22} \quad (4.2)$$

$$q_3(i) = c_{31} \cdot \sin \left(\pi \cdot \left(\frac{(\text{tiempo}(i) - t_a)}{(t_b - t_a)} \right) \right) - \frac{c_{32}}{2} \cdot \cos \left(2 \cdot \pi \cdot \left(\frac{(\text{tiempo}(i) - t_a)}{(t_b - t_a)} \right) \right) + c_{33} \quad (4.3)$$

$$q_4(i) = c_4 \cdot \sin \left(\pi \cdot \left(\frac{(\text{tiempo}(i) - t_a)}{(t_b - t_a)} \right)^2 \right) \quad (4.4)$$

La comparación ha de realizarse ajustando las constantes de cada función de manera que el máximo de radiación solar en el día coincida con los datos recogidos en [1] para un día elegido al azar. De esta manera se podrá elegir la función que más se ajuste de todas a los datos que tenemos.

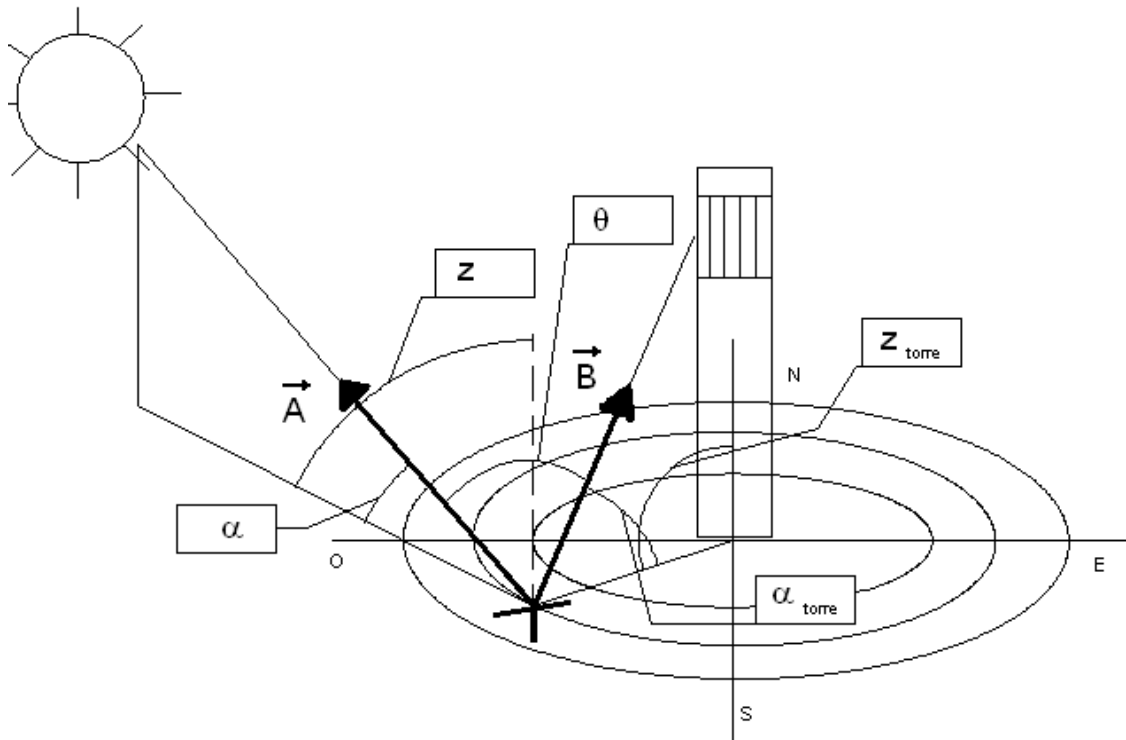


Figura 12: Esquema del ángulo entre el sol y la torre

Una vez definido el modelo y obtenidas las curvas de radiación hay que resolver el problema del ángulo comprendido entre los rayos del sol y la línea que une los heliostatos con el receptor de la torre, ya que las curvas de radiación dan información de potencia por unidad de área en una superficie horizontal

Tomando el vector A (ecuación 4.5) como el vector unitario en la dirección que une el centro del heliostato con el sol y el vector B (ecuación 4.6) como el vector unitario en la dirección que une el centro del heliostato con el receptor de la torre y haciendo uso de la fórmula del producto vectorial (ecuación 4.7) entre dos vectores se obtiene el ángulo buscado (ecuación 4.8).

$$\vec{A} = \cos \alpha \cdot \cos z \vec{i} + \cos \alpha \cdot \sin z \vec{j} + \sin \alpha \vec{k} \quad (4.5)$$

$$\vec{B} = \cos \alpha_{torre} \cdot \cos z_{torre} \vec{i} + \cos \alpha_{torre} \cdot \sin z_{torre} \vec{j} + \sin \alpha_{torre} \vec{k} \quad (4.6)$$

$$\cos \theta = \frac{\vec{A} \cdot \vec{B}}{|\vec{A}| \cdot |\vec{B}|} \quad (4.7)$$

$$\cos \theta = \cos \alpha \cdot \cos z \cdot \cos \alpha_{torre} \cdot \cos z_{torre} + \cos \alpha \cdot \sin z \cdot \cos \alpha_{torre} \cdot \sin z_{torre} + \sin \alpha \cdot \sin \alpha_{torre} \quad (4.8)$$

Una vez que se ha calculado el ángulo θ es posible obtener la radiación solar directa recibida sobre el heliostato y concentrada sobre el receptor en función del tiempo. Se tiene así resuelta esta primera fase, que servirá para dimensionar el campo de heliostatos una vez conocida la potencia térmica absorbida en el receptor necesaria para hacer funcionar la central. Para conocer la potencia térmica necesaria absorbida por el receptor es preciso dimensionar el ciclo de vapor de la planta.

4.2 Ciclo de vapor

El segundo paso es el diseño del ciclo de vapor de la central. Para ello primero se tiene escoger la potencia eléctrica que se quiere que la central sea capaz de producir. En el

presente proyecto se ha optado por el uso de un ciclo Rankine de vapor sin recalentamientos ni regeneraciones. Para saber a qué presiones y temperaturas se va a trabajar, se tomará la temperatura mínima de trabajo la que obtenemos del condensador, dependiendo de la localización geográfica de la central. Se puede ver en las tablas [2], para esa temperatura, la presión correspondiente, que será la que tendrá de ahora en adelante el ciclo en el punto 1.

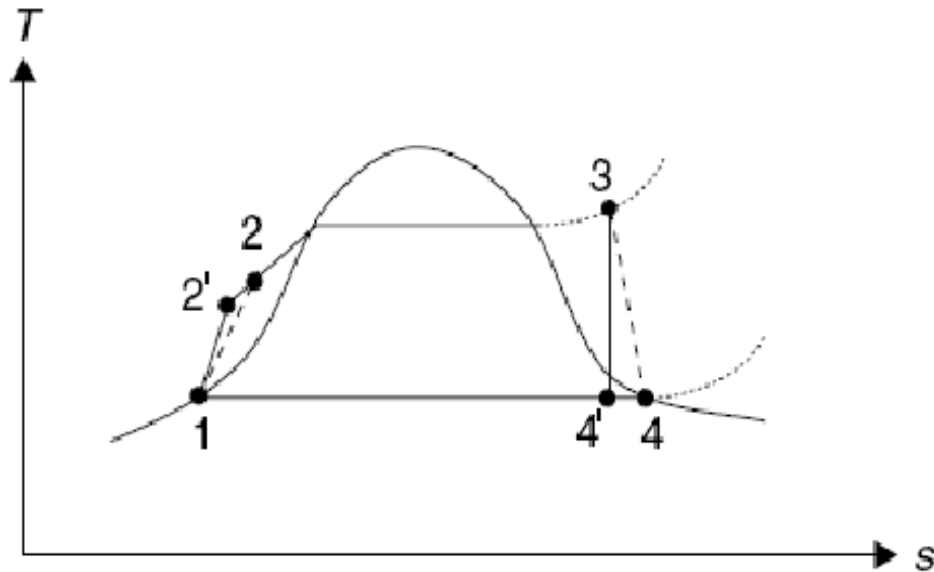


Figura 13: Diagrama de un ciclo termodinámico sencillo

Al aparecer agua condensada en gotas al finalizar la expansión en la turbina no debe aparecer más de un 10% de condensación debido a que las gotas de agua dañarían los álabes de la turbina. Por lo tanto el título máximo que se puede permitir es del 90%.

Se va a fijar la temperatura del vapor que se alcanza en el punto 3, es decir, a la salida del intercambiador de calor entre la sal caliente procedente del depósito y el caudal de agua que hará funcionar el ciclo de vapor. Dependiendo de la máxima temperatura de la sal, se tomará una temperatura máxima del vapor unos 25 grados inferior a ésta. Éste es un valor típico en este tipo de intercambiadores de calor (que suelen ser de carcasa y tubo). Valores mucho más pequeños de la diferencia de temperaturas entre la sal y el vapor exigirían un intercambiador con un gran área de contacto. Un diseño detallado del intercambiador de calor está fuera de los objetivos del presente proyecto.

El siguiente dato que se debe conocer es la presión de alta de la turbina de vapor. Para ello, y consultando en la literatura existente [20], se ha escogido un valor típico de la presión de alta igual a 60 bares. Conocida la temperatura y la presión de alta, se obtiene de las tablas

temodinámicas de vapor sobrecalentado [2] el valor de la entalpía y de la entropía del vapor, que serán s_3 y h_3 .

A continuación se realiza una expansión isentrópica ($s'_4=s_3$) hasta la presión de trabajo obtenida al principio y se calcula el título de líquido usando 4.9. Para ello se extrae de las tablas termodinámicas [2] el valor de la entropía del líquido (s_L) y la entropía del vapor (s_V) para las condiciones de presión y temperatura del condensador.

$$\chi_{4'} = \frac{s_3 - s_L}{s_V - s_L} \quad (4.9)$$

Una vez obtenido el título del punto 4' (ver Figura 13), correspondiente a la salida de la expansión de una turbina ideal (adiabática y reversible), se calcula la entalpía del punto h'_4 utilizando la ecuación 4.10 y utilizando una turbina con un rendimiento del 85% [8] se calcula la entalpía del punto 4 despejando de 4.11.

$$h'_4 = (1 - \chi_{4'}) \cdot h_L + \chi_{4'} \cdot h_V \quad (4.10)$$

$$h_4 = h_3 - \eta_{turbina} \cdot (h_3 - h'_4) \quad (4.11)$$

Con el valor de la entalpía h_4 y haciendo uso de la ecuación 4.12 se obtiene el título de vapor a la salida de la turbina de vapor. Los valores de la entalpía del líquido (h_L) y la entalpía del vapor (h_V) se extraen de las tablas [2] para las condiciones de presión y temperatura del condensador.

$$\chi_4 = \frac{h_4 - h_L}{h_V - h_L} \quad (4.12)$$

Con el título obtenido y la condición descrita anteriormente de que la cantidad de gotas condensadas a la salida de la turbina no puede sobrepasar el 10%, el título debe ser superior a 0,9. Si el título fuese muy superior a éste valor, se iteraría aumentando la presión de alta del ciclo en incrementos de 10 bar y realizando los pasos anteriores hasta alcanzar el título mínimo permitido, sin sobrepasarlo por su cota inferior.

Las propiedades en el punto 1 son las obtenidas en la tabla [2] para líquido a baja presión obtenida al principio, de la temperatura mínima de condensación. Para obtener las propiedades del punto 2 se despeja de la ecuación 4.13, tomando como rendimiento de la bomba 0,85 [8].

$$h_2 = h_1 + v \cdot \frac{(P_2 - P_1)}{\eta_{bomba}} \quad (4.13)$$

En la siguiente ecuación, se conocen todos los valores. El valor de h_1 es el valor de la entalpía de líquido obtenida con anterioridad (h_L). El valor del volumen específico del agua se obtiene de las tablas [2] para la presión y temperatura del condensador. También aparece la diferencia de presiones del ciclo. Una vez que se tienen las entalpías en todos los puntos se calcula el rendimiento termodinámico del ciclo:

$$\eta_t = \frac{W_{ciclo}}{Q_{ciclo}} = \frac{(h_3 - h_4) - (h_2 - h_1)}{h_3 - h_2} \quad (4.14)$$

En función de la potencia eléctrica que se desea producir se obtiene la potencia térmica (4.15) necesaria.

$$P_{térmica.ciclo} = \frac{P_{planta}}{\eta_{total}} \quad (4.15)$$

Para el cálculo del rendimiento total se debe tener en cuenta, además del rendimiento termodinámico el rendimiento mecánico de la turbina y el rendimiento eléctrico. Se utilizará un valor de 0,99 para el valor del producto del rendimiento mecánico y eléctrico.

$$\eta_{total} = \eta_t \cdot \eta_{mec} \cdot \eta_{elec} \quad (4.16)$$

4.3 Intercambiador de calor

Una vez calculada la potencia térmica necesaria para hacer funcionar el ciclo de vapor, se pasa a calcular la corriente de sal necesaria para producir la corriente de vapor que necesita el ciclo. La sal pasará del depósito caliente donde se almacena a una temperatura de 565°C al depósito de sal fría, que debe mantenerse a una temperatura de 265°C , según informa el catálogo del fabricante de la sal [4]. Esta sal está formada por un 40% de KNO_3 y un 60% de NaNO_3 en peso. Si la temperatura disminuye la sal empieza a cristalizar a 238°C y solidifica a 221°C . Tampoco es aconsejable sobrepasar los 565°C debido a que los nitritos y nitratos comienzan a descomponerse en otros compuestos, perdiéndose así las propiedades de la sal. A continuación se muestra un diagrama de la central:

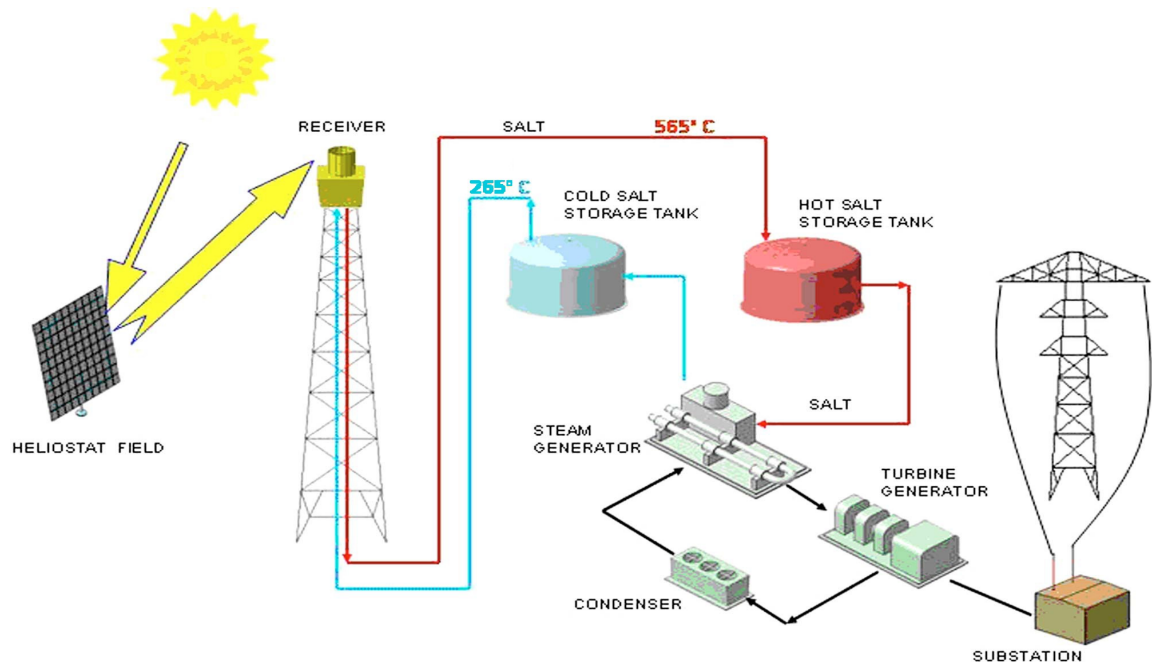


Figura 14: Esquema de la central[5]

Para poder realizar los cálculos pertinentes, es necesario conocer las características de la sal. Se extraen del catálogo del fabricante [4], en función de la temperatura, introducida en grados celsius.

$$\begin{aligned}
 \rho &= 2090 - 0,636 \cdot T \frac{kg}{m^3} \\
 C_p &= 1443 + 0,172 \cdot T \frac{J}{kg \cdot ^\circ C} \\
 \mu &= 22,714 - 0,12 \cdot T + 2,281 \cdot 10^{-4} \cdot T^2 - 1,474 \cdot 10^{-7} \cdot T^3 mPa \cdot s \\
 k &= 0,443 + 1,9 \cdot 10^{-4} \cdot T \frac{W}{m \cdot ^\circ C}
 \end{aligned} \tag{4.17}$$

El intercambiador de calor usado entre la sal y el vapor que hará funcionar el ciclo será un tubo carcasa, donde el fluido más caro circularía por los tubos, en este caso sería la sal y el otro fluido, el vapor, circularía por fuera de la carcasa. No obstante, el diseño del intercambiador no es objeto de estudio en el siguiente proyecto.

En la Figura 15 se muestra un esquema de las temperaturas de entrada y salida del intercambiador de calor. El esquema muestra como sería el intercambiador con cambio de fase con los fluidos en contracorriente.

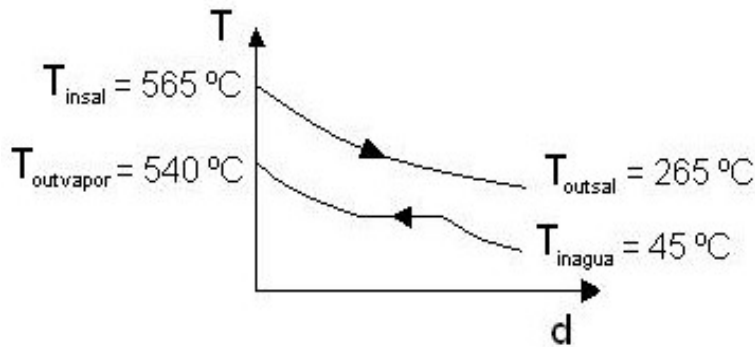


Figura 15: Esquema de temperaturas en el intercambiador

Utilizando la temperatura de salida de la sal del intercambiador, como se tiene el gradiente de temperaturas de la sal, puede calcularse el caudal de sal necesario para hacer funcionar el ciclo utilizando la ecuación 4.19. Para ello, antes debe conocerse la C_p de la sal a la temperatura de trabajo. Que será la media aritmética entre las temperaturas de entrada y salida de la sal al receptor, como muestra la ecuación 4.18.

$$T_{trabajo.sal} = \frac{T_{insal} + T_{outsal}}{2} \quad (4.18)$$

Conocida la temperatura de trabajo, se calcula el valor del calor específico (C_p), según la ecuación 4.17 y se introduce en la ecuación 4.19 para calcular el caudal másico de sal, donde $P_{térmica.ciclo}$ se obtuvo en la ecuación 4.15.

$$P_{térmica.ciclo} = \dot{m}_{sal} \cdot C_{psal} \cdot (T_{insal} - T_{outsal}) \quad (4.19)$$

4.4 Diseño del receptor

El receptor debe dimensionarse para el máximo de radiación solar recibida durante el día, ya que si no se podrían fundir o fatigar térmicamente los tubos que es el mayor problema que se encuentra en el receptor. Primero ha de calcularse la potencia media que debe recibir el receptor para hacer funcionar el ciclo las 24 horas.

Para ello, se debe fijar la atención en la curva solar obtenida en el apartado (4.1), para los días representativos elegidos con el objetivo de observar como se distribuye la radiación solar a lo largo del día. Hay que detectar durante cuanto tiempo durante el día puede el receptor aprovechar la energía solar (Δt). Se impone un mínimo de radiación para el cual la operación del receptor no tendría sentido debido a la baja cantidad de radiación. Dicho umbral se fija en 250 W/m^2 , valor que se da para la radiación directa recibida sobre una superficie horizontal. Nótese que el umbral de radiación no es un valor sobre la radiación directa que recibe el receptor, como debería ser, el cual es función del número de heliostatos. Sin embargo, no se dispone todavía del tamaño del campo de heliostatos, por lo que se tendrá que tomar esta aproximación. El valor umbral de 250 W/m^2 se fija en base a la literatura consultada [4].

Una vez detectadas las horas centrales para las cuales el valor de radiación es superior al umbral inferior (Δt), se integra la curva de radiación para este intervalo de tiempo del día en cuestión y se divide entre el tiempo para obtener así la potencia media que se puede obtener a lo largo de esas horas para una superficie horizontal.

Para realizar el cálculo de la potencia media que recoge el receptor ($P_{media.receptor}$), va a utilizarse la siguiente ecuación. Conocido Δt , el tiempo en horas que la sal circula por el receptor, teniendo en cuenta que el ciclo de la central producirá potencia 24 horas al día y extrayendo una potencia $P_{térmica.ciclo}$ del depósito de sal caliente, el receptor deberá ser capaz de recoger en promedio:

$$P_{media.receptor} = \frac{P_{térmica.ciclo} \cdot 24 \text{ horas}}{\Delta t [\text{horas}]} \quad (4.20)$$

El siguiente paso es comparar el valor de la potencia media diaria recibida por una superficie horizontal con la potencia media diaria que se necesita en el receptor. Utilizando el valor máximo de la curva solar para el día escogido, que como más adelante se explicará, corresponde con un día representativo de primavera u otoño, se obtiene por proporcionalidad directa una estimación del valor máximo de potencia que recibirá el receptor usando la ecuación 4.21.

$$\frac{P_{media.día}}{P_{máx.día}} = \frac{P_{media.receptor}}{P_{máx.receptor}} \quad (4.21)$$

Para la temperatura máxima de trabajo de la sal, 565 °C, calculadas según las ecuaciones 4.17, las propiedades son:

$$\begin{aligned} \rho &= 1730,66 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \\ C_p &= 1540,18 \frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}} \\ \mu &= 1,1438 \cdot 10^{-3} \text{ mPa} \cdot \text{s} \\ k &= 0,55035 \frac{\text{W}}{\text{m} \cdot ^\circ\text{C}} \end{aligned} \quad (4.22)$$

Una vez obtenida la potencia máxima del receptor, se calcula el caudal máximo de sal que atravesará los paneles del receptor.

$$P_{máx.receptor} = \dot{m}_{sal.máx} \cdot C_{psal} \cdot \Delta T_{sal} \quad (4.23)$$

Una vez obtenido el caudal másico máximo de sal que pasa por el receptor y las propiedades de la sal en las condiciones de temperatura máxima de operación, se empieza con el diseño:

4.4.1 Diseño de la geometría del receptor

La unidad más pequeña de los principales componentes que conforman el receptor de una central solar de torre es el tubo. Éstos tubos se fabrican de aleaciones de acero especiales para resistir las altas temperaturas y la corrosión de la sal. En el presente proyecto, se va a utilizar la aleación de *Inconel*® 617, que consiste en un acero con una aleación especial compuesta principalmente de Níquel, Cromo, Cobalto y Molibdeno [11]. El lector puede dirigirse a esta referencia para consultar su composición completa así como sus principales propiedades. La principal característica de éstos tubos es su delgado espesor, para reducir así la resistencia térmica. El coste de los tubos depende de su diámetro, a mayor diámetro, mayor coste, por lo que se debe encontrar una configuración que contenga el menor número posible de tubos.

La siguiente unidad del receptor se trata del panel. Los paneles están formados por conjuntos de tubos en posición vertical soldados tanto en su parte superior como en su parte inferior a otros tubos de mayor diámetro llamados colectores (véase Figura 16). El caudal de sal, se introduce por un colector y se divide entre el número de tubos. Éstos conducen a la sal al otro colector que llevará la sal al siguiente panel. El número de tubos de cada panel vendrá dado tanto por el caudal máximo de sal que debe pasar por el receptor para que funcione el ciclo como por la velocidad del fluido que circula por los tubos, ya que a mayor velocidad mayor es el caudal.

La parte de los tubos que recibe radiación es la parte vertical. Las zonas de tubo que existen entre los colectores y los tubos, unidas mediante codos de 45°, tienen una longitud muy pequeña y se van a despreciar al realizar los cálculos. El sentido de esta geometría es que éstos paneles se deben cambiar con frecuencia debido al deterioro por las altas temperaturas, facilitando así, empleando solo cuatro juntas, dos en cada colector, el cambio de estos componentes, facilitando la maniobrabilidad de los operarios. La longitud de los tubos suele estar alrededor de 10 metros.

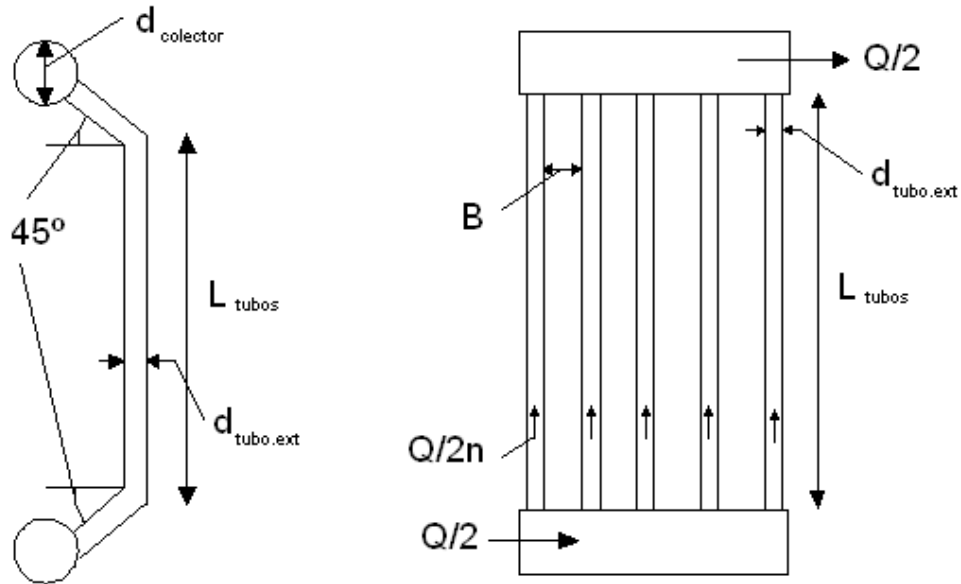


Figura 16: Esquema de un panel del receptor de torre. Izquierda: Vista lateral. Derecha: Vista frontal

La siguiente unidad es el receptor (véase Figura 17). Éste está formado por un número de paneles conectados entre sí de manera que la salida de un panel está directamente conectada con la entrada del siguiente. El caudal de sal procedente de los depósitos se divide en dos caudales, de manera que cada mitad recorre un lado del receptor.

El camino que puede recorrer la sal es sur-norte o norte-sur. Como el sol siempre se sitúa en el sur el lado norte de la torre recibirá una mayor cantidad de radiación., además de que el rendimiento de los heliostatos en esta posición es mucho mayor debido al efecto del coseno del ángulo comprendido entre los rayos del sol, el receptor y el heliostato, como ya se comentó en el capítulo 4.1.

Por lo tanto, si el flujo sigue el camino norte-sur es como si se tuviese un intercambiador de calor de corrientes paralelas ya que el fluido frío entra por la zona donde se produce un mayor flujo de calor como si fuese producido por un mayor gradiente de temperatura, mientras que si el camino es sur-norte sería más parecido a un intercambiador en contracorriente.

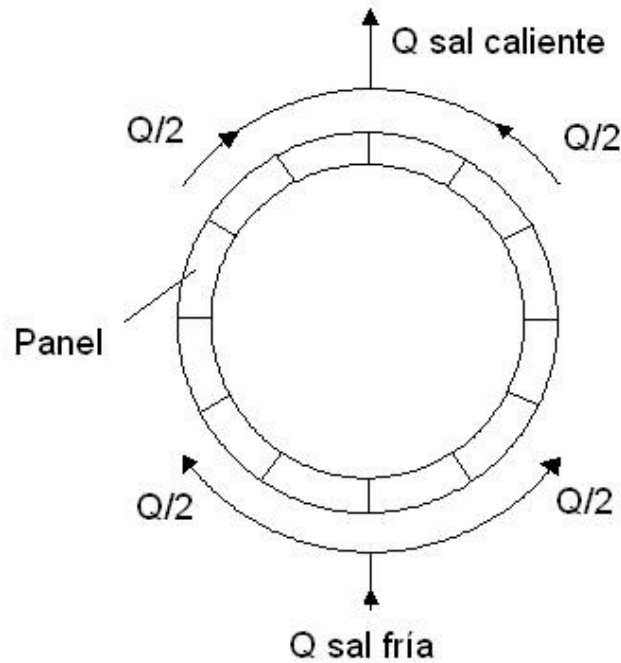


Figura 17: Esquema de distribución del flujo de sal fundida en el receptor de una central de torre (corte perpendicular al eje del cilindro receptor)

La dirección de la corriente no será objeto de estudio en el presente proyecto, debido a que vamos a considerar que la radiación que recibe el receptor está uniformemente distribuida por toda el área del mismo, independientemente de la orientación de los paneles, cosa que como ya se ha comentado en el párrafo anterior no es cierta. Otra hipótesis de trabajo que vamos a utilizar es que el incremento térmico de la sal que se produce en cada panel es el mismo, es decir, se aproxima el incremento térmico de la temperatura a una función lineal.

A continuación se muestra en Figura 18 el método que se empleará para el diseño del receptor y los pasos a seguir para la obtención del diseño. Estos pasos que se proponen en el siguiente proyecto sirven como una herramienta de cálculo de un primer diseño térmico y geométrico del receptor.

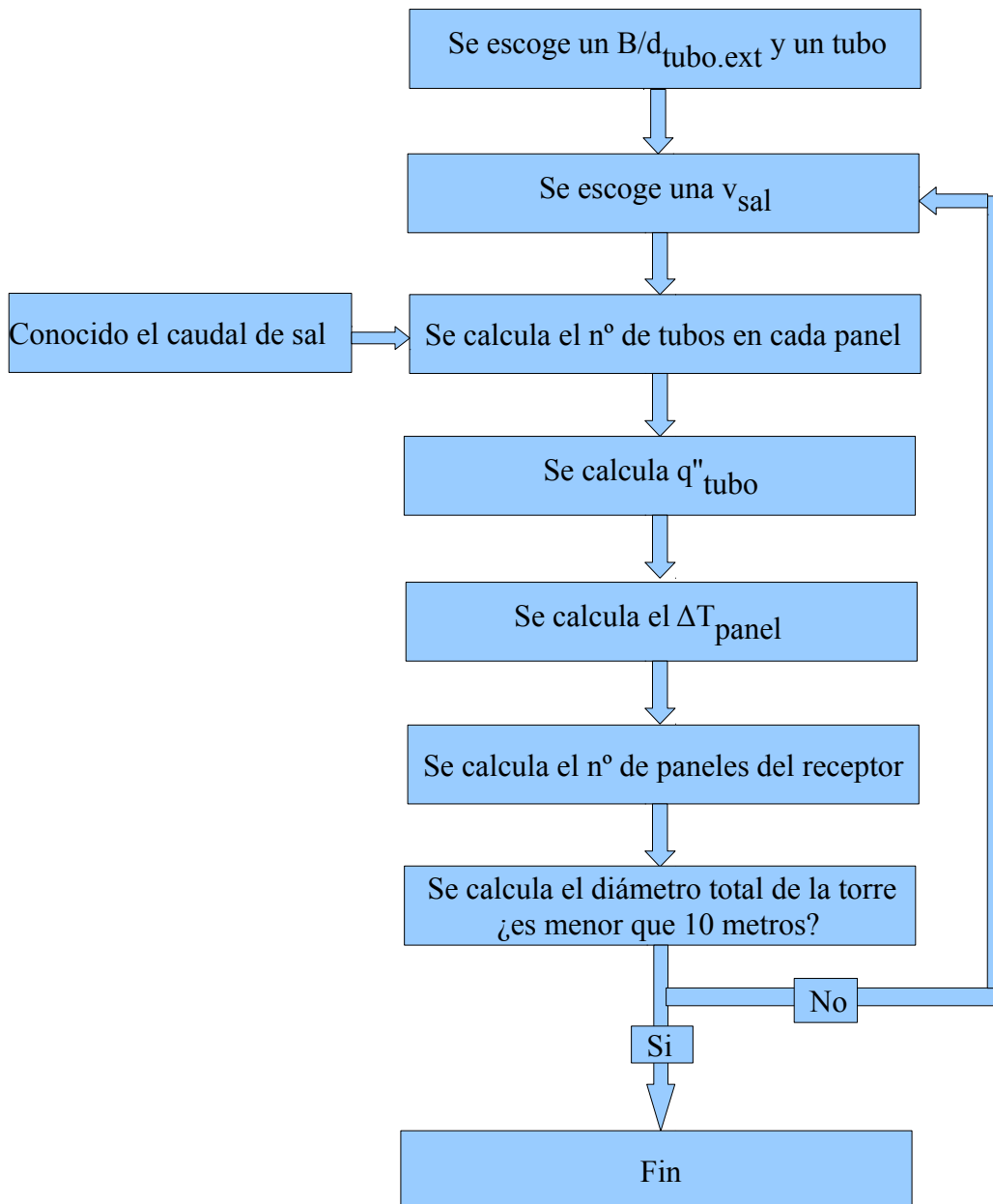


Figura 18: Diagrama de diseño del receptor

1. El primer paso que se debe dar para comenzar con el diseño del receptor, es escoger la geometría del tubo a utilizar. Se necesita conocer su espesor, su diámetro externo y su diámetro interno. También se debe fijar su longitud, que como se citó anteriormente suele situarse alrededor de 10 metros.

Además se debe fijar una relación entre la separación de los tubos (B) y el diámetro de los mismos. ($B/d_{\text{tubo.ext}}$). Como mínimo, la separación de los tubos debe

ser de 2 milímetros, para que al dilatarse o flectarse éstos no entren en contacto unos con otros.

2. El segundo paso consiste en fijar una velocidad de paso de la sal por los tubos. Éste será el factor del cual, como se explicará más adelante, se obtiene el coeficiente de transferencia de calor de la sal. Su valor está comprendido aproximadamente entre 0,5 y 4 m/s con el objetivo de no elevar en exceso la pérdida de carga en el interior de los tubos.
3. El tercer paso consiste en, una vez fijados los parámetros de diseño, calcular el número de tubos necesarios por panel, teniendo en cuenta, los parámetros fijados y utilizando el valor del caudal másico de sal que debe pasar por el intercambiador en las condiciones de máxima radiación, calculado en la ecuación 4.23.

Entrando con los valores de los parámetros escogidos en la ecuación 4.24 se obtiene el valor del caudal másico que atraviesa cada tubo.

$$\dot{m}_{tubo} = v_{sal} \cdot \frac{\pi \cdot d_{tubo.int}^2}{4} \cdot \rho_{sal} \quad (4.24)$$

Con el caudal másico de sal que debe pasar por el receptor y el caudal másico de sal que puede pasar por cada tubo se obtiene el número de tubos que debe tener cada panel. El caudal másico de sal del receptor se divide entre dos porque cada mitad del gasto circula por un lado del receptor (ver Figura 17).

$$n_{tubos} = \frac{\dot{m}_{sal.m\acute{a}x} / 2}{\dot{m}_{tubo}} \quad (4.25)$$

4. Una vez obtenido el número de tubos por panel, el objetivo es calcular el número de paneles necesarios en el receptor. Para ello, en este cuarto paso se va a calcular el flujo térmico de radiación.

El número de paneles del que se compone el receptor depende del flujo térmico que es capaz de soportar cada uno de los tubos. Los tubos, según la teoría de transferencia de calor, teoría que se puede extraer de libros especializados (en este caso se ha utilizado como apoyo la referencia [21]), ejercen una resistencia al paso del flujo térmico de radiación, R''_t , de manera que al atravesar las paredes del tubo

un flujo de calor (q''_{\max}), el tubo aumentará su temperatura, y lo hará en función del flujo térmico que lo atraviese, del valor de la resistencia térmica del tubo y de la temperatura del fluido en el interior.

$$T_{\max} = T_{\text{sal.máx}} + q''_{\max} \cdot R_t'' \quad (4.26)$$

De la siguiente ecuación se va a despejar el flujo de calor (q''_{\max}), una vez obtenidos el resto de parámetros. Para el valor de la temperatura de la sal máxima ($T_{\text{sal.máx}}$), se tomarán 565 °C. De las propiedades extraídas de [11], se sabe que la temperatura máxima a la que está sometido el tubo (T_{\max}) no debe sobrepasar los 750°C, debido a que sus propiedades, como la tensión de rotura, empeoran con el aumento de la temperatura, pudiendo en ese caso producirse roturas (pinchazos) en los tubos.

La resistencia del tubo al paso del flujo térmico, R_t'' , depende de la geometría del tubo en cuestión y de las propiedades del fluido que circula por su interior. Esta resistencia, referenciada a la unidad de área de la superficie exterior del tubo, se compone a su vez de dos resistencias, una debido a la conducción del tubo (R_2'') y otra a la convección del fluido en el interior del tubo (R_1'').

$$R_t'' = R_1'' + R_2'' = \left[\frac{1}{\pi \cdot d_{\text{tubo.int}} \cdot L_{\text{tubo}} \cdot h} + \frac{\ln\left(\frac{d_{\text{tubo.ext}}}{d_{\text{tubo.int}}}\right)}{2 \cdot \pi \cdot L_{\text{tubo}} \cdot k_{\text{tubo}}} \right] \cdot L_{\text{tubo}} \cdot \pi \cdot d_{\text{tubo.ext}} \quad (4.27)$$

Para obtener el valor de la resistencia de conducción (R_2'') se tienen todos los valores necesarios, exceptuando el valor de la conductividad del tubo (k_{tubo}), cuyo valor, extraído de [11], equivale a 20 W/m K.

Para obtener el valor de la resistencia de conducción (R_2'') se tiene que calcular el coeficiente de transferencia de calor por convección en flujo interno h . Para ello, se extrae de la literatura especializada, en este caso se ha utilizado [21], las ecuaciones necesarias para calcular el coeficiente convectivo de transferencia de calor. Se extrae la correlación del número de Nusselt en condiciones de flujo interno (ecuación 4.28) en régimen turbulento ($Re > 2300$). Utilizando la ecuación 4.29 se obtiene el coeficiente h .

$$Nu = 0.023 \cdot Re_D^{0.8} \cdot Pr^{0.4} \quad (4.28)$$

$$Nu = \frac{h \cdot d_{tubo.int}}{k} \quad (4.29)$$

Los valores del número de Reynolds (Re) y del número de Prandtl (Pr) se obtienen utilizando las siguientes expresiones, introduciendo en ellas los valores de las propiedades de la sal para las condiciones de máxima temperatura, calculadas en la ecuación 4.22.

$$Pr = \frac{C_p \cdot \mu}{k} \quad (4.30)$$

$$Re = \frac{\rho \cdot v_{sal} \cdot d_{tubo.int}}{\mu} \quad (4.31)$$

Una vez obtenido el valor de la resistencia térmica R_t ", se despeja $q''_{m\acute{a}x}$ de la ecuación 4.26, introduciendo como temperatura de la sal máxima ($T_{sal.m\acute{a}x}$) los 565 °C, obteniéndose su valor.

5. En el quinto paso, una vez calculado el flujo térmico de radiación que puede atravesar el tubo en las condiciones supuestas, se calcula el incremento de temperatura existente entre cada panel del receptor. Para ello, primero se calcula la potencia absorbida por un tubo, multiplicando el valor del flujo por el área del tubo.

$$q_{tubo} = q''_{m\acute{a}x} \cdot \pi \cdot d_{tubo.ext} \cdot L_{tubo} \quad (4.32)$$

Introduciendo el valor de la potencia absorbida por el tubo, q_{tubo} , en la siguiente ecuación y despejando, se obtiene el valor del ΔT_{panel} .

$$q_{tubo} = C_p \cdot \dot{m}_{tubo} \cdot \Delta T_{panel} \quad (4.33)$$

6. En el sexto apartado, introduciendo el valor de ΔT_{panel} en la siguiente ecuación se obtiene el número de paneles, conocido además el incremento de temperatura en el receptor.

$$n_{\text{paneles}} = 2 \cdot \frac{\Delta T_{\text{receptor}}}{\Delta T_{\text{panel}}} \quad (4.34)$$

7. El el séptimo apartado se va a calcular el diámetro del receptor obtenido, una vez conocido el número de paneles (n_{paneles}), el número de tubos por panel (n_{tubos}) y la separación existente entre tubos (B). Para ello, se introducen los datos en la ecuación 4.35, que lo que hace es igualar el perímetro de la torre, conocido su diámetro (d_{torre}) a la longitud de cada panel más un espacio de separación (S) entre cada panel. El valor escogido para ésta separación es de 10 centímetros, esto se debe a que para realizar las conexiones entre los paneles debe existir un espacio para que los operarios puedan trabajar con comodidad, y 10 centímetros son suficientes como para que un operario pueda manipular con una mano los elementos situados en esta separación.

$$d_{\text{torre}} = \frac{(d_{\text{tubo,ext}} \cdot n_{\text{tubos}} + B \cdot (n_{\text{tubos}} - 1) + S) \cdot n_{\text{paneles}}}{\pi} \quad (4.35)$$

Si el diámetro de la torre es superior a 10 metros, entonces se debe regresar al paso 2, donde se elige la velocidad y escoger una velocidad de la sal de paso por los tubos mayor, ya que para esa velocidad el número de paneles que se obtiene es muy elevado y el diámetro de la torre es excesivo.

Éste valor límite del diámetro de la torre de 10 metros, es debido a que, según la información consultada [6] y a los datos de receptores ya construidos [14], las dimensiones del receptor deben ser “cuadradas”, es decir la relación entre la altura y el diámetro debe ser 1:1, con el fin de minimizar el coste de construcción del soporte del receptor en la torre.

Para reducir el tamaño del colector, se va a introducir una novedad estructural. Se va a incluir en el diseño un segundo receptor (véase Figura 19), colocado encima del primero. Éste es, como se puede observar en el capítulo de objetivos, uno de los objetivos de éste proyecto.

La radiación procedente del campo de heliostatos que recibe el receptor, al convivir dos receptores, se reparte equitativamente entre ambos. Cada receptor recibe la misma cantidad de radiación distribuida uniformemente sobre su superficie, esto se consigue con un diseño

adecuado de la distribución de los heliostatos alrededor de la torre, dividiendo el campo de heliostatos en sectores de manera que los heliostatos contenidos en un sector enfoquen a un receptor mientras que los heliostatos que se encuentran en los sectores vecinos enfoquen al otro receptor.

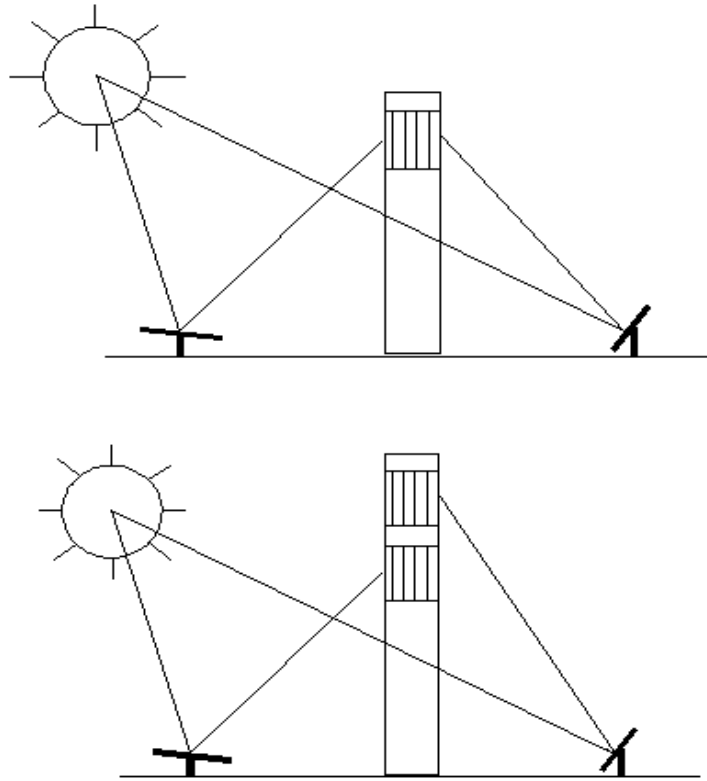


Figura 19: Arriba: configuración clásica con un único receptor en la torre. Abajo: configuración con dos receptores propuesta en el presente proyecto

A la hora de realizar el diseño del receptor, hay que seguir los mismos pasos que muestra el diagrama contenido en la Figura 18. En función de cómo se conecten los receptores, ya sea en serie o en paralelo, cambiarán distintos valores.

Si conectamos los receptores en paralelo, el caudal másico de sal que circula por cada panel será la mitad que para un receptor, ya que la corriente de sal se dividirá en dos, cada mitad a un receptor. Introduciendo éste caudal la ecuación 4.25 se obtiene que el número de tubos por panel es la mitad que para el caso de un receptor.

Si conectamos los receptores en serie, el caudal másico de sal que circula por cada panel es el mismo, sin embargo, el incremento térmico de temperatura, $\Delta T_{\text{receptor}}$, pasa a valer la mitad que en el caso de un único receptor. Introduciendo éste nuevo dato en la ecuación 4.34 se obtiene que el número de paneles se ve reducido a la mitad que para el caso de un receptor.

Según las consideraciones tomadas de uniformidad en la radiación a lo largo de la superficie de los receptores y de linealidad del incremento de temperaturas en cada panel, es indiferente como se conecten los receptores tanto para el cálculo de la pérdida de carga como para el cálculo de pérdidas térmicas. A pesar de ello, en el presente proyecto se utilizará una conexión en paralelo para los dos receptores.

La principal ventaja del uso de dos receptores que se presenta en el diseño es la de poder minimizar el diseño que se obtiene con un único receptor y minimizar la velocidad de paso del fluido por los tubos.

4.5 Cálculo de la pérdida de carga y potencia de bombeo

4.5.1 Pérdida de carga en el receptor

Primero hay que calcular la pérdida de carga en el receptor. Para ello, como por los tubos primero circula la sal a 265 °C y al final a 565 °C, utilizaremos una temperatura media para calcular las propiedades del fluido según las ecuaciones recogidas en 4.17, obteniendo, a 415°C lo siguiente:

$$\begin{aligned}\rho &= 1826,06 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \\ C_p &= 1514,38 \frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}} \\ \mu &= 1,6633 \cdot 10^{-3} \text{ mPa} \cdot \text{s} \\ k &= 0,522 \frac{\text{W}}{\text{m} \cdot ^\circ\text{C}}\end{aligned}\tag{4.36}$$

Para calcular la pérdida de carga en el receptor, se utilizará la ecuación de Bernouilli 4.37, donde f es el factor de fricción y se calculará según la ecuación 4.38, conocida como la correlación de Colebrook, extraída de [7]. Como se puede ver el resultado del factor de fricción depende de sí mismo, esto quiere decir que es un calculo iterativo, aunque converge rápidamente. Para ello se comienza con un valor del factor de fricción, introduciendolo en la correlación de Colebrook y se itera hasta que el error sea del orden de 100 veces inferior al

valor del propio factor. Las propiedades de los fluidos están calculadas para una temperatura intermedia, como ya se ha mencionado anteriormente, y el resto de parámetros ya son conocidos una vez realizada la geometría del receptor.

$$\Delta P_{receptor} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2 \cdot \frac{n_{paneles}}{2} \cdot \left(\frac{f \cdot L}{D} + \sum k \right) \quad (4.37)$$

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{\varepsilon/D}{3.7} + \frac{2.51}{Re \cdot \sqrt{f}} \right) \quad (4.38)$$

La rugosidad (ε) del acero inoxidable utilizado en los tubos la se extrae del capítulo 6 de [7], de una tabla donde aparecen distintas rugosidades en función del tipo de material. La rugosidad del acero inoxidable utilizado es de 0.002 mm. D es el diámetro interior del tubo y L es la longitud del tubo. Para el cálculo del numero de Reynolds (Re), se introducen los valores de las propiedades de la sal a la temperatura promedio que aparecen al principio del capítulo en la ecuación 4.31.

El factor k se refiere a las pérdidas secundarias: expansiones, contracciones, codos, válvulas... En nuestro caso, existen por cada panel una expansión brusca, una contracción brusca y dos codos de 45° (véase Figura 16) . Esto se debe a que todos los tubos del receptor convergen en un tubo de mayor diámetro que conduce la sal hasta el siguiente panel. La pérdida de carga en éste tramo de tubo es despreciable debido a que la velocidad es baja y la longitud de este tubo es muy pequeña. La k debida a la expansión brusca que se produce al pasar la sal del tubo de menor diámetro al tubo colector de mayor diámetro, se calculará según la expresión:

$$k_{se} = \left(1 - \frac{d^2}{D^2} \right)^2 \quad (4.39)$$

Donde d representa el diámetro interno del tubo más pequeño y D representa el diámetro interno del tubo más grande. La k debido a la contracción brusca que se produce al pasar la sal del tubo colector al tubo de menor diámetro, se calculará según la ecuación:

$$k_{sc} = 0.42 \cdot \left(1 - \frac{d^2}{D^2} \right) \quad (4.40)$$

Y el valor de k para el codo es de 0,4, como se puede observar en la tabla contenida en [7]. Se suman todos los valores del factor k de pérdidas y se introducen en la fórmula de Colebrook, junto con los datos anteriores, obteniéndose así el valor de la pérdida de carga en el receptor.

4.5.2 Pérdida de carga en la torre

En función de la altura de la torre se tienen que instalar más o menos bombas para elevar la sal desde los depósitos de almacenamiento, situados a nivel del suelo, hasta el receptor, situado en la parte superior de la torre. Cada bomba, según aparece en el catálogo del fabricante [9], puede bombear esta sal a una altura de 20 metros ($h_{bomba}=20$ m). Por lo tanto, hay que dividir la altura de la torre entre 20 metros para saber el número de bombas que hay que instalar, n_{bombas} .

Por cada bomba se instala además un codo de 90°. Esto se debe a que a las bombas, entra la sal en dirección axial y sale en dirección radial. Para continuar el camino recto debemos instalar un codo de 90° a la salida de la bomba. Teniendo en cuenta la pérdida de carga fluidostática, es decir, la que se produce debido al rozamiento de las partículas fluidas contra las paredes, y añadiendo la pérdida de carga hidrostática debida a la altura que la sal debe vencer para alcanzar la parte superior de la torre, se obtiene la siguiente ecuación:

$$\Delta P_{torre} = \Delta P_{fluidostática} + \Delta P_{hidrostática} = \sum_{i=1}^n \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2 \left(\frac{f \cdot L}{D} + \sum k \right) + \rho \cdot g \cdot h_{bomba} \right) \quad (4.41)$$

El valor del coeficiente k de pérdidas se obtiene de [7] teniendo éste un valor de 0,75.

4.5.3 Potencia de bombeo

Para calcular la potencia de bombeo se tienen que sumar las pérdidas de carga en la torre

más las pérdidas de carga en el receptor y multiplicarlas por el caudal que pasa por la bomba 4.42.

$$\Delta P_{total} = \Delta P_{receptor} + \Delta P_{torre}$$

$$P_{bomba} = Q_{max} \cdot \Delta P_{total}$$
(4.42)

Para obtener el caudal máximo de sal que pasa por la bomba, se utiliza el caudal másico máximo de la sal calculado en 4.23 y se divide entre la densidad de la sal para la temperatura promedio entre la entrada y la salida calculada en 4.36.

$$Q_{max} = \frac{\dot{m}_{sal,max}}{\rho_{sal}}$$
(4.43)

4.6 Pérdidas térmicas en el receptor

Una vez calculada la potencia de bombeo, se procede a calcular la cantidad de radiación necesaria que los heliostatos deben concentrar en el receptor para que ésta pueda recoger la energía suficiente para hacer funcionar el ciclo, teniendo en cuenta las pérdidas. En la Figura 20 se puede ver el diagrama de flujos de calor que se producen en los tubos del receptor.

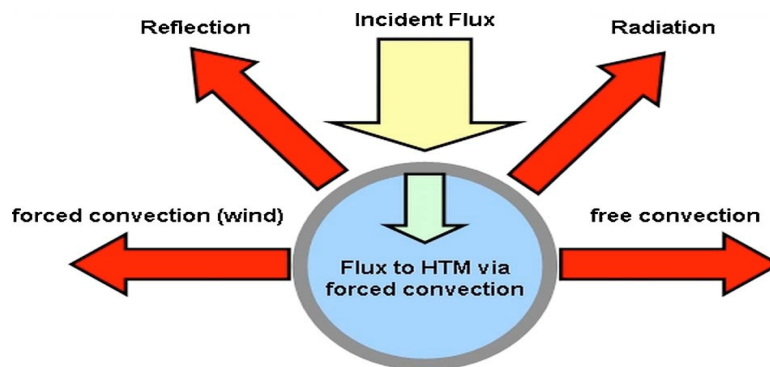


Figura 20: Diagrama de pérdidas en el colector [6]

El procedimiento que se va a llevar a cabo para calcular las pérdidas térmicas del receptor y la cantidad necesaria de radiación para el funcionamiento del ciclo es el siguiente:

1. Primeramente se procederá a calcular las pérdidas térmicas por convección. Para ello, se calculará la temperatura de los tubos haciendo uso de procedimientos ya explicados con anterioridad, se calculará el coeficiente convectivo de transferencia de calor entre los tubos y el ambiente y con ésto se obtendrá el valor de las pérdidas térmicas por convección.
2. En segundo lugar, se realizará un estudio de la transferencia de calor por radiación, utilizando como datos de entrada:
 - La potencia que debe llegar al tubo del receptor para que caliente el caudal de sal a 565°C, teniendo en cuenta además las pérdidas por convección.
 - Los parámetros de la geometría estudiada.
 - Los valores de las emisividades, tanto del tubo como del cielo y de la tierra, así como las temperaturas del cielo y de la tierra.

Y obteniendo como datos de salida:

- Las pérdidas térmicas por radiación
- La potencia que debe suministrar el campo de heliostatos

Las pérdidas debidas a la reflexión constituyen aproximadamente un 7,5% del flujo incidente. Esto se explica debido a que al realizar el cálculo de las pérdidas térmicas por radiación, se trabajará con la hipótesis de que tanto el cielo como los tubos se comportarán como una superficie gris, es decir, su emisividad y su absorptividad son iguales. Como la suma de la absorptividad y la reflectividad es igual a uno, y se considera la emisividad de los tubos (ϵ_t) como 0,925, según se ha extraído de [8], la reflectividad es 0,075. Sin embargo, no hace falta calcularlas, ya que como se indica van incluidas en el cálculo en la emisividad de los tubos.

4.6.1 Pérdidas térmicas por convección

Para calcular el flujo térmico perdido por convección en el receptor utilizaremos la siguiente

ecuación 4.44.

$$q''_{conv} = h \cdot (T_{tubo} - T_{amb}) \quad (4.44)$$

La temperatura ambiente se debe escoger una temperatura promedio de la base de datos utilizada [1], en función del día del año escogido. La temperatura de los tubos (T_{tubo}) hay que calcularla. Para ello se utiliza la ecuación 4.46, donde son conocidos el flujo de calor que atraviesa el tubo ($q''_{m\acute{a}x}$) calculado en el paso 4 del diseño de la geometría del receptor, en el capítulo 4.4.1 y la resistencia que existe en la transferencia de calor entre la radiación que llega al tubo y la sal (R''_t) calculada en la ecuación 4.27. Para la temperatura de la sal dentro de los tubos, se va a utilizar una media geométrica (ecuación 4.45) de las temperaturas de la sal (en K) a la entrada y salida del receptor, como se ha observado en [5] que es la mejor aproximación.

$$T_{sal.tubo} = \sqrt[4]{\frac{T_{ent}^4 + T_{sal}^4}{2}} \quad (4.45)$$

$$T_{tubo} = T_{sal.tubo} + q''_{m\acute{a}x} \cdot R''_t \quad (4.46)$$

El coeficiente de transferencia de calor h agrupa tanto el coeficiente de transferencia de calor por convección forzada (h_{cf}) producida por el viento como el de convección natural (h_{cn}) debido a la flotabilidad del aire. Para calcular el coeficiente h se va a utilizar la siguiente ecuación:

$$h = \sqrt[4]{h_{cf}^4 + h_{cn}^4} \quad (4.47)$$

El coeficiente de transferencia de calor por convección forzada (h_{cf}) se obtiene de la ecuación una vez calculado su número de Nusselt.

$$Nu_{cf} = \frac{h_{cf} \cdot L_c}{k} \quad (4.48)$$

Para calcular el número de Nusselt debido a convección forzada, se utilizará la correlación de Churchill y Bernstein (ecuación 4.49), correlación válida para un tubo vertical, extraída de [21]. El valor de la longitud característica (L_c) es igual al diámetro exterior del tubo, ya que la

correlación utilizada es para un tubo vertical.

$$Nu_{cf} = 0.3 \cdot F_{corr} + \frac{0.62 \cdot (f_{corr} \cdot Re_D)^{0.5} \cdot Pr^{1/3}}{\left[1 + \left(\frac{0.4}{Pr}\right)^{2/3}\right]^{1/4}} \cdot \left[1 + \left(\frac{f_{corr} \cdot Re_D}{2.82 \cdot 10^5}\right)^{5/8}\right]^{(4/5)} \quad (4.49)$$

Los factores de corrección que aparecen sirven para introducir el factor de la dirección del viento. Se considerarán igual a la unidad. El valor del número de Reynolds (Re) se calculará según la siguiente ecuación, donde se tendrán que extraer de [13] las propiedades del aire para la temperatura ambiente obtenida al principio del capítulo. También se extraerá de estas tablas el número de Prandtl (Pr).

$$Re = \frac{\rho_{aire} \cdot v_{viento} \cdot d_{tubo.ext}}{\mu_{aire}} \quad (4.50)$$

El coeficiente de transferencia de calor por convección natural (h_{cn}) obtendrá de la siguiente ecuación, una vez calculado el número de Nusselt.

$$Nu_{cn} = \frac{h_{cn} \cdot L_c}{k} \quad (4.51)$$

Para calcular el número de Nusselt debido a convección forzada, se utilizará la correlación de Churchill y Chu (ecuación 4.53), extraída de [12], válida para placa plana vertical, siempre que se cumpla la relación 4.52. El valor de la longitud característica (L_c) en éste caso es la longitud del tubo (L_{tubo}), ya que la correlación es para una placa plana vertical.

$$\frac{D}{L} \geq \frac{35}{Gr_L^{1/4}} \quad (4.52)$$

$$Nu_{cn} = \left[0.825 + \frac{0.387 \cdot Ra^{1/6}}{\left(1 + \left(\frac{0.492}{Pr}\right)^{9/16}\right)^{8/27}} \right]^2 \quad (4.53)$$

Para obtener el número de Grashof (Gr), se utilizará la siguiente ecuación, donde g es la constante gravitatoria de la tierra, L_c es la longitud característica, que corresponde a la

longitud del tubo, el coeficiente de viscosidad cinemático (ν) se extrae de [13] a la temperatura ambiente, y el coeficiente de expansión del aire (β) se calcula como la inversa de la temperatura, en unidades de Kelvin, considerándose la temperatura para el cálculo de las propiedades del aire como la media entre la temperatura del ambiente y la temperatura de los tubos.

$$Gr_L = \frac{g \cdot \beta \cdot (T_s - T_\infty) \cdot L_c^3}{\nu^2} \quad (4.54)$$

Para obtener el número de Rayleigh (Ra) se utiliza la siguiente ecuación, donde el número de Prandtl (Pr) se ha extraído de [13] a la temperatura ambiente.

$$Ra_L = Gr_L \cdot Pr \quad (4.55)$$

Una vez obtenido el flujo de calor por convección el el receptor (q''_{conv}), se calcula el valor total de pérdidas por convección el el receptor, multiplicando por el área total de tubos en el receptor.

$$q_{conv} = q''_{conv} \cdot n_{tubos} \cdot n_{paneles} \cdot \pi \cdot d_{tubo,ext} \cdot L_{tubo} \quad (4.56)$$

4.6.2 Pérdidas térmicas por Radiación

En la Figura 21 se muestra la geometría a estudiar, que representa la sección de un panel por dos tubos consecutivos. La pared interna del receptor, situada detrás de cada panel, se considera una superficie refractaria y adiabática, es decir, no es atravesada por ningún flujo de calor y refleja toda la radiación que recibe. También se muestran los flujos de calor que se producen por radiación entre los distintos elementos de la geometría.

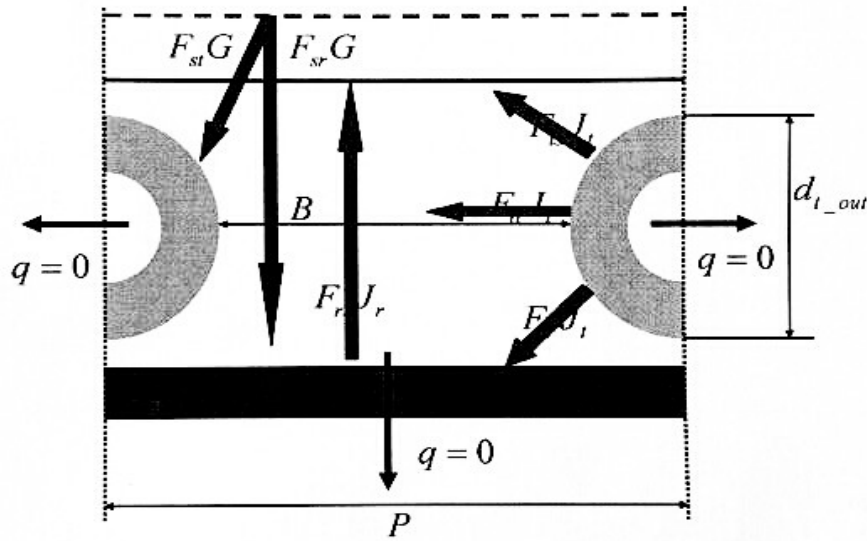


Figura 21: Esquema del modelo y flujos de calor por radiación [8]

A continuación se calculan los factores de forma entre los distintos elementos: cielo (s), tubo (t) y pared del receptor (t).

$$\begin{aligned}
 F_{tt} &= \frac{2}{\pi} \left[\sqrt{x^2 - 1} + \frac{\pi}{2} - \arccos\left(\frac{1}{x}\right) - x \right] \\
 F_{ts} &= F_{tr} = \frac{1 - F_{tt}}{2} \\
 F_{st} &= F_{rt} = \frac{F_{ts} \cdot A_t}{A_s} = \frac{1 - F_{tt}}{2} \cdot \left(\frac{\pi \cdot d_{tubo.ext}}{P} \right) \\
 F_{sr} &= F_{rs} = 1 - \frac{1 - F_{tt}}{2} \cdot \left(\frac{\pi \cdot d_{tubo.ext}}{P} \right) \\
 F_{rr} &= 0 \\
 \text{Donde } x &= 1 + \frac{B}{d_{tubo.ext}}
 \end{aligned} \tag{4.57}$$

Donde B es la separación entre tubos y P es la separación entre centros de los tubos, es decir, la suma de su diámetro exterior más B.

Una vez hallados los factores de forma se calcula el valor de las resistencias térmicas que aparecen en el siguiente circuito térmico, Figura 22, que es el circuito térmico resultante de

la geometría analizada. J_s , J_t y J_r corresponden con la radiosidad del cielo, los tubos y el reflectario respectivamente. La radiosidad es la cantidad total de energía que abandona una superficie. E_s y E_t corresponden con las potencias emisivas de cuerpo negro del cielo y de los tubos respectivamente. La emisividad de los tubos (ϵ_t) es 0,925, como se menciona anteriormente y (ϵ_s) es la emisividad equivalente.

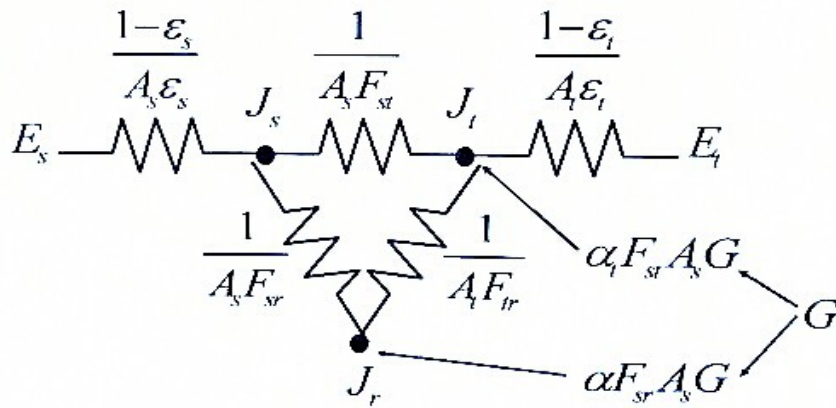


Figura 22: Circuito térmico equivalente del sistema a estudiar [8]

Dicha emisividad equivalente se calcula teniendo en cuenta que la radiación que sale del receptor, es absorbida tanto por la tierra como por el cielo, con iguales factores de visión para ambos ($F_{\text{cielo}}=F_{\text{tierra}}=1/2$). La temperatura de la tierra se considerará 10 grados superior a la temperatura ambiente para el día correspondiente, mientras que la temperatura del cielo se considerará de 273 K.

$$\begin{aligned}
 \epsilon_{\text{tierra}} &= 0.5 \\
 \epsilon_{\text{cielo}} &= 1 \\
 T_{\text{tierra}} &= T_{\text{amb}} + 10^\circ\text{C} \\
 T_{\text{cielo}} &= 273 \text{ K} \\
 \epsilon_s = \epsilon_{eq} &= \frac{\epsilon_{\text{tierra}} + \epsilon_{\text{cielo}}}{2} \\
 T_s = T_{eq} &= \sqrt[4]{\frac{F_{\text{cielo}} \cdot \epsilon_{\text{cielo}} \cdot T_{\text{cielo}}^4 + F_{\text{tierra}} \cdot \epsilon_{\text{tierra}} \cdot T_{\text{tierra}}^4}{\epsilon_{eq}}}
 \end{aligned} \tag{4.58}$$

También se puede ver en el circuito como la radiación concentrada procedente del campo

de heliostatos (G), parte es recibida directamente por los tubos, en función de su factor de visión con el cielo y la otra parte es recibida por el refractario, en ambos casos viene multiplicada por un coeficiente atenuador (α), cuyo valor es 0,85, y que representa las pérdidas de radiación que se producen principalmente por la falta de exactitud al enfocar los heliostatos en el receptor.

Para el cálculo del área de cielo (A_s) y del área de tubo (A_t) de la geometría analizada se van a emplear las siguientes ecuaciones:

$$A_s = (d_{tubo.ext} + B) \cdot L_{tubo} \quad A_t = \pi \cdot d_{tubo.ext} \cdot L_{tubo} \quad (4.59)$$

Este circuito se puede resolver mediante un sistema de ecuaciones. Igualando las potencias de entrada en cada nodo a cero, queda un sistema como el que aparece a continuación, donde q_{total} se refiere a la potencia térmica que necesita el tubo, tanto para calentar el caudal de sal (q_{tubo} , ecuación 4.33) como para cubrir las pérdidas por convección (q_{conv} , ecuación 4.61) como puede verse en la siguiente ecuación.

$$q_{total} = q_{tubo} + q_{tubo.conv} \quad (4.60)$$

$$q_{tubo.conv} = q''_{conv} \cdot \pi \cdot d_{tubo.ext} \cdot L_{tubo} \quad (4.61)$$

$$\begin{aligned} \frac{\sigma \cdot T_{tubo}^4 - J_t}{\frac{1 - \epsilon_t}{A_t \cdot \epsilon_t}} &= -q_{total} \\ -q_{total} + \frac{J_r - J_t}{\frac{1}{A_t \cdot F_{tr}}} + \frac{J_s - J_t}{\frac{1}{A_s \cdot F_{st}}} + \alpha \cdot F_{st} \cdot A_s \cdot G &= 0 \\ \frac{\sigma \cdot T_s^4 - J_s}{\frac{1 - \epsilon_s}{A_s \cdot \epsilon_s}} + \frac{J_r - J_s}{\frac{1}{A_s \cdot F_{sr}}} + \frac{J_t - J_s}{\frac{1}{A_s \cdot F_{st}}} &= 0 \\ \frac{J_s - J_r}{\frac{1}{A_s \cdot F_{sr}}} + \frac{J_t - J_r}{\frac{1}{A_t \cdot F_{tr}}} + \alpha \cdot F_{sr} \cdot A_s \cdot G &= 0 \end{aligned} \quad (4.62)$$

En la primera ecuación se conocen todos los términos menos J_t , entonces se despeja y se obtiene su valor.

$$J_t = q_{total} \cdot \frac{1 - \epsilon_t}{A_t \cdot \epsilon_t} + \sigma \cdot T_{tubo}^4 \quad (4.63)$$

Queda así un sistema de 3 ecuaciones con 3 incógnitas, J_r , J_s y G . Se opera con las ecuaciones con el fin de conseguir un sistema de la forma $Ax=D$, donde A sería la matriz de coeficientes de las incógnitas, x el vector de incógnitas y D el vector de datos conocidos. Se obtiene entonces:

$$A \cdot \bar{x} = D$$

$$A = \begin{pmatrix} A_t \cdot F_{tr} & A_s \cdot F_{st} & \alpha \cdot F_{st} \cdot A_s \\ A_s \cdot F_{sr} & -\left(\frac{A_s \cdot \epsilon_s}{1 - \epsilon_s} + A_s \cdot F_{sr} + A_s \cdot F_{st}\right) & 0 \\ -A_s \cdot F_{sr} - A_t \cdot F_{tr} & A_s \cdot F_{sr} & \alpha \cdot F_{sr} \cdot A_s \end{pmatrix} \quad (4.64)$$

$$D = \begin{pmatrix} q_{total} + (A_t \cdot F_{tr} + A_s \cdot F_{st}) \cdot J_t \\ -\frac{A_s \cdot \epsilon_s}{1 - \epsilon_s} \cdot \sigma \cdot T_s^4 - J_t \cdot A_s \cdot F_{st} \\ -J_t \cdot A_t \cdot F_{tr} \end{pmatrix} \quad x = \begin{pmatrix} J_r \\ J_s \\ G \end{pmatrix}$$

Se invierte la matriz A y se multiplica por el vector de soluciones D obteniéndose así las incógnitas. Por último se calcula el calor perdido por radiación, primeramente la producida en un tubo y multiplicando por el número de tubos por panel y por el número de paneles del receptor la pérdida térmica total debida a radiación en el receptor.

$$q_{tubo,rad} = \frac{J_s - \sigma \cdot T_s^4}{\frac{1 - \epsilon_s}{A_s \cdot \epsilon_s}} \quad (4.65)$$

$$q_{rad} = q_{tubo,rad} \cdot n_{tubos} \cdot n_{paneles} \quad (4.66)$$

4.7 Dimensionamiento del campo de heliostatos

Una vez calculados todos los flujos de calor en el receptor, se procede a dimensionar el campo de heliostatos necesario para la potencia que se desea obtener. Se dimensionará para el máximo de radiación recibida el día representativo de primavera y otoño escogido en el capítulo 4.1. Utilizando el valor de la radiación que recibe cada tubo, G , calculado en el capítulo 4.6.2, se multiplica por el área del receptor y se obtiene la potencia máxima que debe suministrar el campo de heliostatos (q_G).

$$q_G = G \cdot \pi \cdot d_{\text{torre}} \cdot L_{\text{tubo}} \quad (4.67)$$

Con esta radiación que se tiene que concentrar, con la ecuación del ángulo comprendido entre el sol, el heliostato y el receptor calculado en la ecuación 4.8 y con la función de radiación solar elegida en el apartado 4.1 se calculan el número de heliostatos necesarios conocida la geometría del campo de heliostatos. A continuación se describe esta geometría:

- Los heliostatos son cuadrados de dimensiones 10,8x10,8 m². Se escoge este valor debido a que es el tipo de heliostatos que se utiliza en otras centrales ya construidas [14].
- Se distribuirán en anillos circulares concéntricos a la torre, habiendo que definir un radio inicial para el primer anillo de heliostatos.
- La separación entre los anillos de heliostatos aumenta, según aumenta la distancia a la torre, en un factor de 0.1 metros por anillo adicionales a la separación de dos anchos (w) entre anillos según la ecuación. Esto se debe a que según aumenta la distancia a la torre, disminuye el valor del ángulo θ y la sombra que proyecta cada heliostato es mayor, por lo tanto la distancia necesaria para salvarla también debe serlo.

$$r_i = r_o + r_{i-1} + 2 \cdot w + 0.1 \cdot (i - 1) \quad (4.68)$$

En esta ecuación r_i corresponde con el radio del anillo, r_{i-1} el radio del anillo anterior y r_o el radio inicial.

- La separación lateral entre los heliostatos es del orden del ancho (w) del heliostato
- Para calcular el número de heliostatos en cada anillo se utilizará la siguiente fórmula

$$n_{hel} = \frac{2 \cdot \pi \cdot r_i}{2 \cdot w} \quad (4.69)$$

Siguiendo la configuración arriba indicada, se van añadiendo anillos en el campo de heliostatos, calculando la radiación que reflejan al receptor, hasta cumplimentar la radiación necesaria. En el presente proyecto se ha realizado un programa en Matlab para llevar a cabo estos cálculos con comodidad.

Además se obtiene la curva de radiación que concentra el campo de heliostatos sobre el receptor, curva que permitirá calcular el depósito de almacenamiento.

4.8 Cálculo del rendimiento energético de la central

En este apartado se va a obtener el rendimiento energético tanto del campo de heliostatos (η_{campo}) como el rendimiento energético de transformación de energía de la central ($\eta_{central}$).

El rendimiento energético del campo de heliostatos se calcula según la ecuación 4.70 y es el resultado de dividir la cantidad de radiación que el campo de heliostatos es capaz de concentrar en el receptor entre la cantidad total de radiación que recibe la superficie que ocupa el campo de heliostatos.

$$\eta_{campo} = \frac{\int G_{receptor}}{\int q_{solar} \cdot A_{campo}} \quad (4.70)$$

El rendimiento energético de transformación de energía de la central se calcula según la ecuación 4.71 y es el resultado de dividir la cantidad de energía eléctrica que la central es capaz de producir en un día entre la cantidad total de radiación que recibe el receptor durante el tiempo que esté en funcionamiento. Hay que tener en cuenta que al trabajo eléctrico que la central puede producir en un día hay que restarle la potencia de bombeo de la central.

$$\eta_{campo} = \frac{\dot{W}_e}{\int G_{receptor}} \quad (4.71)$$

4.9 Depósito de almacenamiento

Uno de los objetivos de la central es que pueda producir energía eléctrica de manera ininterrumpida, por lo tanto la energía térmica necesaria para hacer funcionar el ciclo de vapor durante 24 horas será la energía térmica que la central solar tiene que ser capaz de recoger diariamente.

Surge aquí uno de los grandes problemas de la instalación, ya que ni la radiación solar recibida a lo largo de un día es constante ni lo es a lo largo de los días del año. La central se diseñará para un día representativo de primavera y otoño, estando sobredimensionada para los meses de verano. Para resolver este problema se desenfocan heliostatos en los meses de verano, mientras que se necesitará un apoyo térmico en los meses de invierno. En la práctica el problema de la carencia de potencia solar en los meses de invierno se resuelve utilizando una caldera de apoyo de gas natural.

Conocida la potencia media ($P_{\text{media.receptor}}$) que debe recoger el receptor, calculada en la ecuación 4.20, la potencia térmica que consume el ciclo ($P_{\text{térmica.ciclo}}$) para la producción de los 50 MW_e y el intervalo horario (Δt) durante el cual la sal circula por el receptor, obtenido en el capítulo 4.4, se calcula la energía excedentaria que se acumula a lo largo del periodo diurno según la ecuación 4.72.

$$E_{\text{depósito}} = (P_{\text{media.receptor}} - P_{\text{térmica.ciclo}}) \cdot \Delta t \quad (4.72)$$

En esta ecuación, se restan las potencias del receptor y del ciclo debido a que, mientras el receptor está enviando sal caliente al depósito, el intercambiador de calor también está extrayendo caudal del mismo para abastecer al ciclo de potencia.

También se calcula el volumen del tanque de sal caliente necesario, despejando primero la masa de sal (m_{sal}) que debe almacenarse de la ecuación 4.73 y dividiendo después en la ecuación 4.74 entre la densidad de la sal.

$$E_{\text{depósito}} = C_{p,\text{sal}} \cdot m_{\text{sal}} \cdot \Delta T_{\text{sal}} \quad (4.73)$$

$$V_{\text{tanque.sal}} = c_s \cdot \frac{m_{\text{sal}}}{\rho_{\text{sal}}} \quad (4.74)$$

Las propiedades de la sal se tomarán las obtenidas en la ecuación 4.36 para la sal a 565°C.

Se añade un coeficiente de seguridad (c_s), cuyo valor equivale a 1,1, para sobredimensionar en un 10% la capacidad del tanque. La razón de este coeficiente es garantizar que el depósito nunca se va a vaciar del todo o que nunca va a quedar tan poca sal como para que su temperatura disminuya rápidamente y cristalice.

4.10 Coste de implantación de la central

Se puede estimar un coste aproximado de construcción de la central siguiendo la metodología presentada en [6]. La técnica que se va a utilizar se basa en comparar la central con otra ya existente basándose en la economía de escala. Divide los costes de la central en cuatro grandes grupos: el campo de heliostatos, el receptor, el almacenamiento y el ciclo de potencia. Para ello se utiliza la siguiente ecuación, donde SCC representa el valor de los costes específicos de los componentes y RS es el valor utilizado para el escalado de costes. Los valores con el subíndice 0 corresponden con los datos pertenecientes a la central de referencia (proyecto Solar 3 [6]), mientras los valores con subíndice 1 corresponden a los datos pertenecientes a nuestro estudio.

$$SCC_1 = SCC_0 \cdot \left(\frac{RS_1}{RS_0} \right)^{1-SF} \quad (4.75)$$

En la siguiente tabla se muestran los valores de SCC para la central de referencia, extraídos del artículo citado.

	Coste (SCC_0)	SF	Parámetro de escala	
			Tipo	Valor (RS_0)
Campo solar	150 €/m ²	0.95	Nº heliostatos	1259
Receptor	125 €/kW _{th}	0.93	Flujo incidente (MW _{th})	136
Almacenamiento	14 €/kWh _{th}	0.93	Cap. de almacenamiento (kWh _{th})	153,8
Ciclo de potencia	750 €/kW _{el}	0.93	Potencia de la planta (MW _{el})	17

Tabla 2: Costes y factores de escala de la central solar 3 [6]

Una vez conocidos los factores de escala de la central, se podrá calcular el coste de la misma, multiplicando el valor del coste específico de cada grupo por su valor de escala de referencia. Además falta por añadir el coste de la torre. Éste se calculará empleando la siguiente ecuación, también extraída de [6], donde la única incógnita es la altura de la torre (h_t):

$$C_t = 410000 \cdot e^{(0.0109 \cdot h_t)} \quad \text{€} \quad (4.76)$$

4.11 Cálculo del porcentaje de apoyo de la caldera de gas natural.

A continuación se va a calcular la cantidad de energía térmica que la caldera de apoyo debe producir para compensar la falta de radiación en los meses donde la intensidad de la misma es menor a la intensidad de radiación del punto de diseño, es decir, en Octubre, Noviembre, Diciembre, Enero y Febrero.

Para ello, hay que calcular la cantidad de radiación que es capaz de recoger la central en esos meses. Modificando un programa realizado para el dimensionamiento del campo de heliostatos (ver anexo 4), una vez dimensionado el tamaño del campo de heliostatos, se introducen sus valores en dicho programa y se obtiene la cantidad de energía que el campo de heliostatos concentra en el receptor para cada mes ($G_{\text{media.receptor}}$) y el intervalo horario donde el receptor está operativo (Δt), que corresponde al intervalo de tiempo donde la radiación concentrada en el receptor supera el umbral de 250MW.

El segundo es obtener cuanta energía de la que llega al receptor pasa en forma de energía térmica a la sal. Para ello, una vez obtenidas para el mes de diseño la potencia media que recibe el receptor ($G_{\text{media.receptor}}$) y la potencia térmica que necesita el ciclo para su funcionamiento ($P_{\text{térmica.ciclo}}$), se calcula la cantidad de energía que se ha aprovechado ($\%E_{ab}$), dividiendo la potencia térmica del ciclo multiplicada por 24 horas entre la potencia media que recibe el receptor, multiplicado por el incremento de tiempo (Δt) durante el que está operativo, según se muestra en la siguiente ecuación.

$$\%E_{ab} = \frac{P_{\text{térmica.ciclo}} \cdot 24}{G_{\text{media.receptor}} \cdot \Delta t} \quad (4.77)$$

Una vez obtenido el porcentaje de energía que el receptor es capaz de transmitir a la sal, se multiplica este valor por el valor de la energía que recibe el receptor, que corresponde con el producto de la potencia media que recibe el receptor ($G_{\text{media.receptor}}$) por el tiempo en el que el receptor está operativo (Δt), obteniéndose así el valor de la energía recogida por el receptor (E_{recogida}).

$$E_{\text{recogida}} = \%E_{ab} \cdot G_{\text{media.receptor}} \cdot \Delta t \quad (4.78)$$

Conocida la potencia térmica del ciclo ($P_{\text{térmica.ciclo}}$), se calcula la energía térmica que consume éste en un día ($E_{\text{necesaria}}$), multiplicando su valor por 24 horas.

$$E_{\text{necesaria}} = P_{\text{térmica.ciclo}} \cdot 24 \text{ horas} \quad (4.79)$$

El siguiente paso es calcular la cantidad de energía que debe aportar la caldera de gas natural para que el ciclo funcione 24 horas. Para ello, se resta al valor de la energía térmica que el ciclo necesita ($E_{\text{necesaria}}$), el valor de la energía que recoge el receptor (E_{recogida}).

$$E_{\text{apoyo}} = E_{\text{necesaria}} - E_{\text{recogida}} \quad (4.80)$$

Conocida la cantidad de energía que debe aportar la caldera de gas natural al día, se multiplica éste valor por el número de días del mes correspondiente y se suman todos los valores, obteniendo así la cantidad total de energía térmica que produce la caldera de gas natural en un año.

$$E_{\text{total}} = \sum n_{\text{dias}} \cdot E_{\text{apoyo}} \quad (4.81)$$

Para calcular el porcentaje que supone la energía térmica que produce la caldera de gas natural, se divide el valor de la energía térmica producida por la caldera en un año (E_{total}) entre el valor de la energía térmica que consume en ciclo en un año, cuyo valor se obtiene multiplicando el número de días del año por la energía térmica que necesita el ciclo diariamente ($E_{\text{necesaria}}$).

$$\% \text{apoyo} = \frac{E_{\text{total}}}{E_{\text{necesaria}} \cdot 365} \quad (4.82)$$

Capítulo 5

Resultados

A continuación se va a aplicar el procedimiento mostrado en capítulos anteriores para el diseño, análisis y comparación de varias alternativas en una central solar de receptor central funcionando con sales fundidas.

5.1 Radiación solar

La localización elegida para establecer la central es Almería. Se ha escogido esta localización por ser una zona con una gran cantidad de radiación solar y donde se pueden obtener multitud de datos meteorológicos. En la página de la Agencia Andaluza de la Energía [1] se encuentran todos los datos de radiación, temperatura media y velocidad del viento necesarios para la realización de los cálculos contenidos en este estudio. Las coordenadas de la localización son $36,836^\circ$ de latitud y $-2,402^\circ$ de longitud. Una vez extraídos los datos de radiación de un día escogido al azar, se comparan éstos con las funciones descritas en el apartado 4.1. A continuación se muestra en la Figura 23 como se aproximan a los datos recogidos.

A la vista de los resultados de las cuatro posibilidades estudiadas (q_1 , q_2 , q_3 y q_4) en el capítulo 4.1, la función q_3 (ecuación 5.1) es la que mejor se ajusta a los datos de intensidad de radiación sobre un plano horizontal (q , ver Figura 23) extraídos de [1]. Los valores de las constantes c_{31} , c_{32} y c_{33} son el mismo, como se ha podido comprobar experimentalmente.

$$q_3(i) = c_{31} \cdot \sin \left(\pi \cdot \left(\frac{(tiempo(i) - t_a)}{(t_b - t_a)} \right) \right) - \frac{c_{32}}{2} \cdot \cos \left(2 \cdot \pi \cdot \left(\frac{(tiempo(i) - t_a)}{(t_b - t_a)} \right) \right) + c_{33} \quad (5.1)$$

El siguiente paso es calcular las constantes c_{31} , c_{32} y c_{33} que acompañan a ésta función. Para éste calculo se van a utilizar unos datos de radiación diaria recogidos en [10]. Para ello se integra la función 5.17 entre la hora de salida y la hora de puesta de sol y se forzará a que el valor de la integral sea igual al que aparece en dichos datos, obteniendo así el valor de la constante. Como los datos que se utilizan están procesados mensualmente, la constante cambiará de un mes a otro.

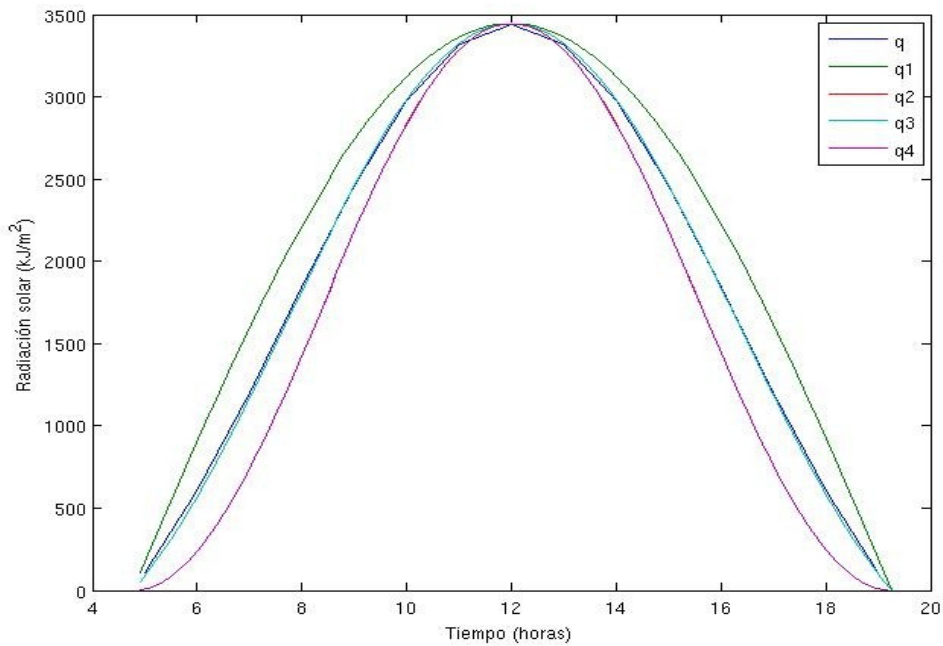


Figura 23: Comparativa entre las distintas funciones de intensidad solar

Utilizando la función dada por la ecuación 5.1, para el 21 de Marzo se obtiene la siguiente curva de radiación (Figura 24), donde aparece la radiación solar recibida por una superficie horizontal. Su máximo es 710 W/m². Con éste gráfico y la fórmula del ángulo comprendido entre el sol, el heliostato correspondiente y el receptor en lo alto de la torre (ecuación 5.2) se

ha caracterizado la radiación solar horaria reflejada por los heliostatos de la planta.

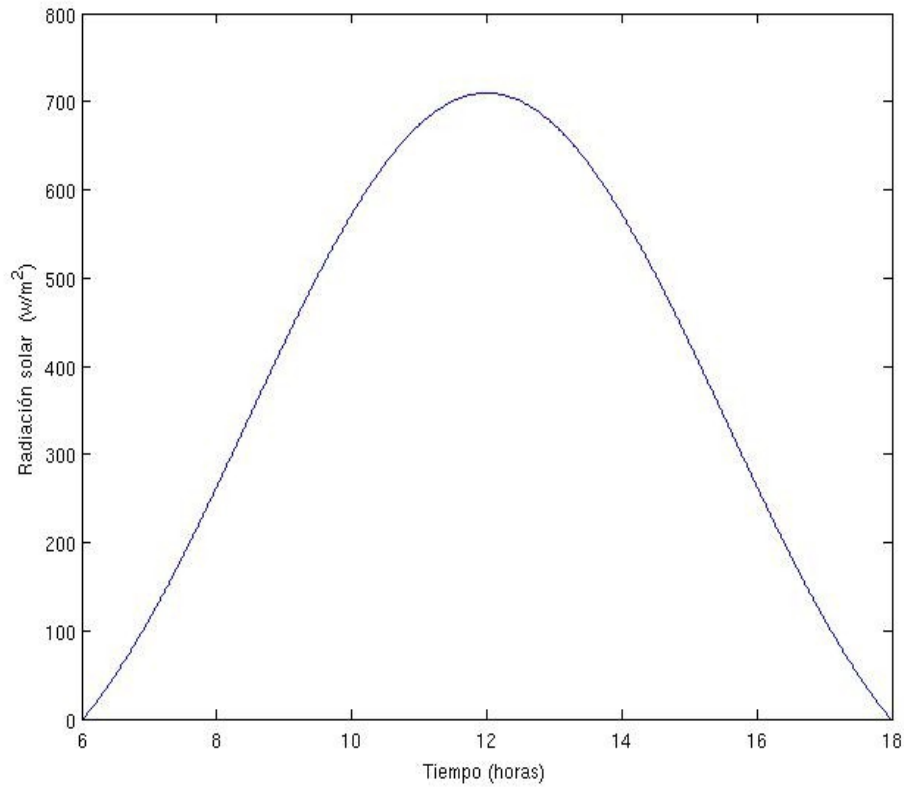


Figura 24: Curva de radiación del 21 de marzo

$$\cos \theta = \cos \alpha \cdot \cos z \cdot \cos \alpha_{\text{torre}} \cdot \cos z_{\text{torre}} + \cos \alpha \cdot \sin z \cdot \cos \alpha_{\text{torre}} \cdot \sin z_{\text{torre}} + \sin \alpha \cdot \sin \alpha_{\text{to}} \quad (5.2)$$

Donde α y z son los ángulos que definen la posición del sol en función del día y la hora y α_{torre} y z_{torre} son los ángulos que definen la posición del heliostato, explicados con detenimiento en el capítulo 4.1.

5.2 Ciclo de vapor

En este apartado se detalla el procedimiento desarrollado en el apartado 4.2 para diseñar el ciclo de vapor de la central con el objetivo de producir una potencia útil de 50 MW. Primeramente se ha determinado la temperatura mínima de trabajo del condensador. En Almería puede considerarse de unos 45°C. Esto se produce debido a que por la gran cantidad de humedad del ambiente y las altas temperaturas es muy complicado disminuir la temperatura de la corriente de agua por debajo de dicho valor. Para esta temperatura, se obtiene de las tablas [2] que la presión de baja del ciclo de vapor será 0,1 bar.

La presión de alta inicialmente considerada será 60 bar, como indica el proceso a seguir descrito en el apartado 4.2. La temperatura fijada de vapor a la salida del intercambiador de calor, 25°C inferior a la de la sal procedente del tanque de almacenamiento caliente (565 °C), será 540°C.

Siguiendo los pasos descritos en el apartado 4.2, se ha obtenido un título de vapor a la salida de la turbina de 0,93, con lo cual el porcentaje de agua condensada a la salida de la turbina será del 7 %. como se sitúa por debajo del margen de agua condensada que se puede permitir a la salida de la turbina, se debe aumentar la presión de alta del ciclo para así además mejorar su eficiencia.

Se aumenta la presión a 80 bares y se repiten los cálculos. Para esta temperatura y presión, se obtiene de [2] las propiedades del punto 3, obteniendo s_3 y h_3 .

$$s_3 = 6,847 \frac{kJ}{kg \cdot K} \quad (5.3)$$

$$h_3 = 3496,5 \frac{kJ}{kg} \quad (5.4)$$

A continuación se realiza una expansión isentrópica hasta la presión del condensador y se obtiene el título de vapor (χ') haciendo uso de la ecuación 4.9

$$\chi' = 0,826 \quad (5.5)$$

Con el valor del título para la expansión isentrópica (χ'), se calcula la entalpía h'_4 haciendo uso de la ecuación 4.10.

$$h'_4 = 2168,34 \frac{kJ}{kg} \quad (5.6)$$

Utilizando el valor del rendimiento de la turbina, 0,85, se obtiene el valor de h_4 usando la ecuación 4.11.

$$h_4 = 2367,56 \frac{kJ}{kg} \quad (5.7)$$

Por último se introduce este valor en la ecuación 4.12 y se obtiene el título real de vapor de agua a la salida de la turbina (χ).

$$\chi = 0,91 \quad (5.8)$$

Se puede observar que si se sigue aumentando la presión de alta, el título descenderá de 0,9, lo que significa que el porcentaje de gotitas de agua a la salida de la turbina superará el 10%, y ésta es una condición de diseño que no se podía sobrepasar.

Una vez obtenidas las propiedades de los puntos 3 y 4, se extrae de la tabla de agua saturada [2] las propiedades del punto 1, h_1 y s_1 .

$$s_1 = 0,6493 \frac{kJ}{kg \cdot K} \quad (5.9)$$

$$h_1 = 191,83 \frac{kJ}{kg} \quad (5.10)$$

Y haciendo uso de la ecuación 4.13, tomando el rendimiento del compresor de 0,85 y extrayendo v de [2], se calcula la entalpía del punto 2.

$$h_2 = 201,3 \frac{kJ}{kg} \quad (5.11)$$

Una vez obtenidos todas las entalpías del ciclo, se procede a calcular el rendimiento térmico del mismo utilizando la ecuación 4.14.

$$\eta_t = 0,34 \quad (5.12)$$

Haciendo uso de la ecuación 4.16 se calcula el rendimiento total del ciclo para producción de energía eléctrica.

$$\eta_{total} = 0,3364 \quad (5.13)$$

Introduciendo este rendimiento en la ecuación 4.15 se obtiene la potencia térmica de entrada que necesita el ciclo para su funcionamiento.

$$P_{térmica.ciclo} = 148,6 \text{ MW} \quad (5.14)$$

5.3 Intercambiador de calor

Siguiendo las instrucciones del capítulo 4.3 se calcula la temperatura promedio de la sal entre la entrada y la salida del intercambiador de calor utilizando la ecuación 4.18.

$$T_{media} = 415^\circ\text{C} \quad (5.15)$$

Se calcula a continuación el calor específico de la sal (C_p), para ésta temperatura, utilizando la ecuación 4.17.

$$C_{p.sal}(415^\circ\text{C}) = 1514,38 \frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}} \quad (5.16)$$

Conocida la C_p de la sal y la potencia térmica que necesita el ciclo ($P_{térmica.ciclo}$), utilizando la ecuación s se sobtiene el caudal másico de sal necesario por el intercambiador de calor.

$$\dot{m}_{sal.inter} = 327,09 \frac{Kg}{s} \quad (5.17)$$

Se calcula también el caudal del sal que pasa por el intercambiador. Para ello se calcula la densidad de la sal a la temperatura promedio obtenida según la ecuación 4.17 y se divide el caudal másico de sal obtenido en el apartado anterior entre la densidad.

$$Q_{sal} = 0,179 \frac{m^3}{s} \quad (5.18)$$

5.4 Diseño del receptor

El diseño del receptor va a realizarse para el pico máximo de radiación, ya que si se diseñara para la media de radiación, podrían dañarse térmicamente los tubos en la hora de máxima radiación, ya que como se ha comentado con anterioridad, la temperatura máxima que pueden soportar los tubos sin deteriorarse es 750°C.

El primer paso que hay que dar, según indica el capítulo 4.4, es encontrar el incremento de tiempo (Δt) para el cual la radiación es superior al valor umbral de radiación de 250 W/m². Para ello, estudiando la curva de radiación obtenida, mostrada en la Figura 24, que representa a la ecuación 5.1, obtenemos que esto ocurre entre las 8 y las 16 horas solares del día correspondiente, lo que equivale a un Δt de 8 horas. Una vez obtenido el incremento de tiempo, en horas, se integra la ecuación 5.1 entre las 8 y las 16 y se divide éste valor entre Δt , obteniendo así la potencia media ($P_{media.dia}$) a lo largo del día 21 de Marzo. El valor del máximo de radiación para dicho día ($P_{máx.dia}$), como se menciona en el capítulo 5.1, es 710 W/m².

$$P_{media.dia} = 543 \frac{W}{m^2} \quad (5.19)$$

A continuación, conocido el valor de Δt , igual a ocho horas, se calcula el valor de la potencia media diaria del receptor ($P_{media.receptor}$) haciendo uso de la ecuación 4.20.

$$P_{media.receptor} = 445,8 MW \quad (5.20)$$

Introduciendo éstos datos en la ecuación 4.21 se obtiene la potencia máxima del receptor ($P_{\text{máx.receptor}}$).

$$P_{\text{máx.receptor}} = P_{\text{media.receptor}} \cdot \frac{P_{\text{máx.día}}}{P_{\text{media.día}}} = 593,84 \text{ MW} \quad (5.21)$$

Una vez conocida la máxima potencia del receptor, se calcula el caudal másico máximo de sal que circula por el receptor en las condiciones más desfavorables. Para ello se introduce éste valor en la ecuación 4.23, donde el calor específico de la sal se calcula a la temperatura máxima, 565°C obtenida en la ecuación 4.22.

$$\dot{m}_{\text{sal.máx}} = 1285 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \quad (5.22)$$

Para conocer el caudal de sal, basta con dividir éste valor entre la densidad de la sal calculada en la ecuación 4.22, para una temperatura de 565 °C.

$$Q_{\text{sal.máx}} = 0,743 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \quad (5.23)$$

5.4.1 Diseño de la geometría del receptor

En este apartado se va a diseñar la geometría del receptor de la central. Para ello, se van a seguir los pasos indicados en el apartado 4.4.1.

El primer paso consiste en elegir la geometría de los tubos. Buscando en la literatura consultada [5] y [8], se obtiene que los valores típicos para los tubos son los que se muestran en la Tabla 3, que van a ser los que se van a utilizar en el presente proyecto. También ha de fijarse la relación entre la separación existente entre los tubos y el diámetro de los mismos ($B/d_{\text{tubo.ext}}$). Se va a fijar esta relación en 0,1.

Tubería	d_{ext} (cm)	d_{int} (cm)	e (mm)	L_{tubo} (m)
Tipo A	6,6	6,35	1,25	10
Tipo B	5,33	5,08	1,25	10
Tipo C	4,01	3,81	1	10

Tabla 3: Tipos de tubería empleados

Para la realización del resto del diseño se ha realizado un programa en el software de cálculo Matlab (véase Anexo 1), siguiendo la metodología descrita en el apartado 4.4.1. Introduciendo en dicho programa los datos de entrada (que son: la geometría del tubo utilizado, la relación entre la separación entre tubo y el diámetro externo ($B/d_{\text{tubo,ext}}$) y la velocidad del fluido, (introducida por el usuario según las indicaciones del apartado 4.4.1), se obtiene como dato de salida el diámetro del receptor. Dicho diámetro no puede sobrepasar el valor de 10 metros, como se dijo en el apartado 4.4.1.

Por lo tanto, si el diámetro es superior a 10 metros, la velocidad de paso del fluido por los tubos deberá aumentar para poder disminuir el número de tubos de cada panel y así lograr un diámetro que no exceda los 10 metros. Los resultados se han trabajado de manera que el número de paneles existentes en el receptor sea par, debido a que el fluido debe separarse en dos caminos que deben ser iguales, no pueden ser iguales si el número de paneles es impar.

Los resultados de la geometría del receptor obtenidas para los distintos tipos de tubería se presentan en las siguientes tablas, tanto para el caso de un único receptor como para el caso de dos receptores. Aparece el número de tubos por panel ($n_{\text{tubos/panel}}$), el número de paneles que hay en cada receptor (n_{paneles}), el número de tubos totales que hay en cada receptor (n_{tubos}), el diámetro de receptor resultante de ésta configuración (d_{torre}) y la velocidad de paso del fluido por los tubos (v_{sal}) que se ha introducido para obtener estos resultados.

Tubería	$n_{\text{tubos/panel}}$	n_{paneles}	n_{tubos}	d_{torre} (m)	v_{sal} (m/s)
Tipo A	51	8	408	9,67	2,3
Tipo B	84	6	504	9,59	2,2
Tipo C	171	4	684	9,78	1,9

Tabla 4: Distintas geometrías para un único receptor

Tubería	$n_{\text{tubos/panel}}$	n_{paneles}	n_{tubos}	d_{torre} (m)	v_{sal} (m/s)
Tipo A	69	6	828	9,75	0,85
Tipo B	131	4	1048	9,9	0,7
Tipo C	172	4	1376	9,78	0,95

Tabla 5: Distintas geometrías para dos receptores

5.5 Cálculo de la pérdida de carga y potencia de bombeo

5.5.1 Pérdida de carga en el receptor

Conocida la geometría del receptor, se procede a calcular la pérdida de carga según indica el proceso descrito en el capítulo 4.5.1. Para ello, se ha realizado un programa en el software Matlab (véase Anexo 2), que permite, introduciendo como datos de entrada: el número de paneles del receptor (n_{paneles}), el diámetro interno de los tubos (d_{int}), la longitud de los tubos (L_{tubo}), la velocidad de paso por los tubos (v_{sal}), el valor de rugosidad del acero (ϵ), el valor del diámetro de los tubos colectores (d_{colector}) y los valores de las propiedades de la sal obtenidos para una temperatura promedio entre la de entrada y salida del receptor obtenidas en la ecuación 4.36, obtener el valor de la pérdida de carga en el receptor.

El valor del diámetro de los tubos colectores (d_{colector} , véase Figura 16) se calcula, conocido el caudal de sal que debe pasar por cada panel, y considerando una velocidad relativamente pequeña de la sal, en este caso 3 m/s, obteniendo como resultado:

$$d_{\text{conector}} = 0,38 \text{ m} \quad (5.24)$$

Los resultados obtenidos para las distintas geometrías se presentan a continuación en la siguiente tabla.

Cálculo de la pérdida de carga y potencia de bombeo

Tubería	Pérdida de carga ($\Delta P_{\text{receptor}})(10^3 \text{ Pa})$	
	1 Receptor	2 Receptores
Tipo A	45,1	4,91
Tipo B	33,8	2,49
Tipo C	19,3	5,16

Tabla 6: Pérdida de carga para distintas configuraciones de receptor

Como puede verse en el siguiente gráfico, la pérdida de carga para el uso de dos receptores es menor, debido a que la velocidad de paso por los tubos es más pequeñas que para las configuraciones que usan un único receptor.

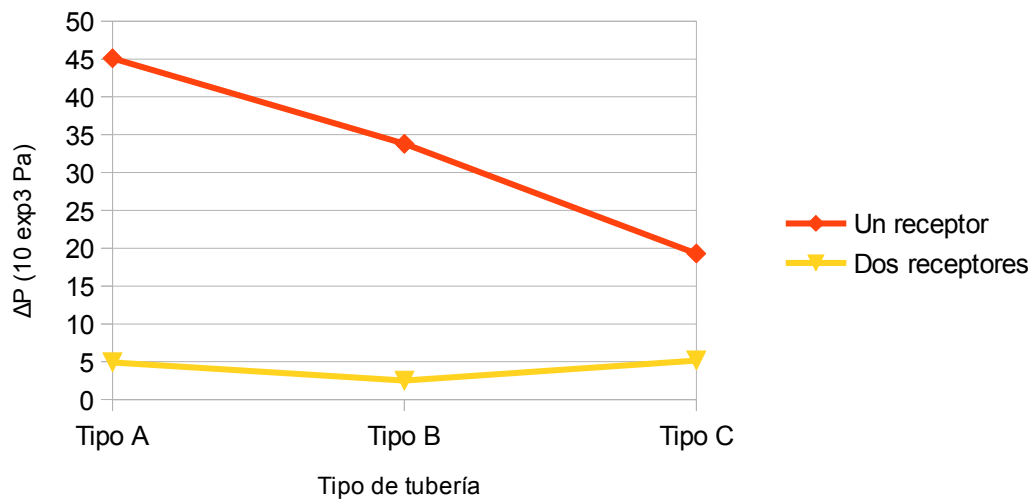


Figura 25: Pérdida de carga para distintas configuraciones de receptor

5.5.2 Pérdida de carga en la torre

Para el cálculo de la pérdida de carga de la torre se debe establecer la altura de la torre. La torre tendrá 130 metros de altura, que es la altura típica de una torre para una central de éste tamaño según la literatura consultada [5]. Deberá tener 7 bombas en tramos de 18.57 metros para elevar la columna de sal hasta el receptor, debido a que la máxima altura a la cual la

bomba puede elevar la columna de sal son 20 metros, según indica el catálogo del fabricante [9]. En el caso de la configuración con dos receptores, la torre tendrá 140 metros de altura, 10 metros más debido a la instalación del segundo receptor a continuación del primero, por lo que con las mismas bombas en tramos de 20 metros sería suficiente. Se calcula la pérdida de carga en ambas configuraciones utilizando la ecuación 4.41.

$$\begin{aligned}\Delta P_{1\text{receptor}} &= \Delta P_{\text{hidrostática}} + \Delta P_{\text{fluidostática}} = 2,326 \cdot 10^6 + 4,36 \cdot 10^4 \text{ Pa} = 2,37 \cdot 10^6 \text{ Pa} \\ \Delta P_{2\text{receptores}} &= \Delta P_{\text{hidrostática}} + \Delta P_{\text{fluidostática}} = 2,5 \cdot 10^6 + 6,46 \cdot 10^4 \text{ Pa} = 2,57 \cdot 10^6 \text{ Pa}\end{aligned}\quad (5.25)$$

Para éste calculo se ha tenido que calcular el diámetro del tubo que conducirá la sal hasta el receptor. Conocido el caudal de sal que llega al receptor e imponiendo una velocidad relativamente pequeña para minimizar la pérdida de carga, se ha obtenido el siguiente diámetro.

$$\begin{aligned}D_{\text{tubo}} &= 0.5 \text{ m} \\ v_{\text{sal}} &= 3.4 \frac{\text{m}}{\text{s}}\end{aligned}\quad (5.26)$$

A primera vista, parece un diámetro demasiado grande para una tubería, pero es un diámetro normal teniendo en cuenta el alto valor del caudal de sal que debe pasar por la tubería (0,74 m³/s). Si no fuese posible la instalación de una tubería de este diámetro, podría desdoblarse la instalación de bombeo de la sal en dos ramales, teniendo la mitad de caudal en cada ramal de ascenso de la sal.

5.5.3 Cálculo de la potencia de bombeo

A continuación se muestran los resultados de los cálculos de la potencia de bombeo para las distintas geometrías y la pérdida de carga total, según las indicaciones del capítulo 4.5.3. Para ello se tienen que sumar las pérdidas de carga en la torre más las pérdidas de carga en el receptor y multiplicarlas por el caudal que pasa por la bomba según la ecuación 4.42. Para obtener el caudal de sal que pasa por la bomba, se utiliza la ecuación 4.43. Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla.

Cálculo de la pérdida de carga y potencia de bombeo

Tubería	Pérdida de carga (ΔP_{total})(10^6 Pa)		Potencia de bombeo (P_{bomba})(MW)	
	1 Receptor	2 Receptores	1 Receptor	2 Receptores
Tipo A	2,4351	2,5749	1,71	1,81
Tipo B	2,4238	2,5725	1,70	1,81
Tipo C	2,4093	2,5752	1,69	1,81

Tabla 7: Pérdida de carga total y potencia de bombeo de la sal para distintas configuraciones de receptor

A la vista de los resultados obtenidos en la Tabla 7, al igual que en la Figura 26, la pérdida de carga no será un valor a tener en cuenta, ya que a pesar de que dependiendo de la geometría utilizada sí varía considerablemente la pérdida de carga del receptor, esta variación es despreciable al lado de la pérdida de carga hidrostática que se produce al tener que elevar la columna de sal desde el depósito hasta el receptor en lo alto de la torre. Es mayor en el caso de doble receptor debido a que la torre debe medir 10 metros más para poder instalar el segundo receptor encima del primero.

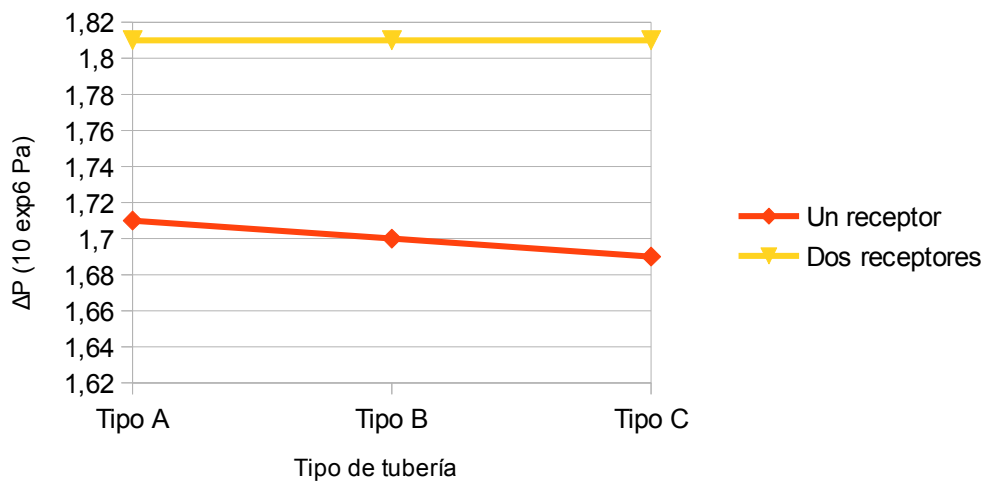


Figura 26: Pérdida de carga total para distintas configuraciones de receptor

5.6 Pérdidas térmicas en el receptor.

En este apartado se van a realizar los cálculos más importantes del presente proyecto. Con los datos de las distintas geometrías de receptor obtenidas, y siguiendo las instrucciones del modelo descritas en el capítulo 4.6, se van a obtener los valores de la temperatura de los tubos (T_{tubo}), de las pérdidas térmicas por convección (q_{conv}), de las pérdidas térmicas por radiación (q_{rad}) y el de la potencia que necesita recibir el receptor procedente del campo de heliostatos para que el ciclo de vapor funcione las 24 horas (G).

Se han agrupado todos los cálculos en un mismo programa (véase Anexo 3), realizado en el software Matlab, debido a que los datos de salida de cada apartado son datos de entrada para el siguiente. Cabe señalar que para el valor de la temperatura ambiente, se ha usado 16 °C, que es la temperatura media para el día 21 de Marzo, extraída de [1], al igual que el valor medio de la velocidad del viento para ese día, que es 2 m/s.

A continuación se presentan los resultados obtenidos en las siguientes tablas, dependiendo de si la geometría consta de uno o de dos receptores. Aparece la temperatura exterior de los tubos (T_{tubo}), las pérdidas de calor que se producen por convección (q_{conv}), la radiación concentrada en el receptor necesaria por unidad de superficie (G), las pérdidas térmicas por radiación (q_{rad}) y la radiación concentrada en el receptor necesaria total (G_{total}).

Tubería	T_{tubo} (°C)	q_{conv} (MW)	G (MW/m ²)	q_{rad} (MW)	G_{total} (MW)
Tipo A	626,5	9,1	2,444	21,12	742,1
Tipo B	628,6	10,1	2,47	21,28	743,8
Tipo C	622,3	11,7	2,392	21,08	730,9

Tabla 8: Resultados para configuraciones con un receptor

Tubería	T_{tubo} (°C)	q_{conv} (MW)	G (MW/m ²)	q_{rad} (MW)	G_{total} (MW)
Tipo A	615,1	18,14	1,219	28,69	746,4
Tipo B	618,6	21,01	1,196	30,06	743,8
Tipo C	588,2	22,28	1,207	27,02	742,1

Tabla 9: Resultados para configuraciones con dos receptores

Observando las tablas anteriores, se puede extraer diversa información. Fijando la atención entre los tipos de tubería A y B, se puede observar como la temperatura de los tubos aumenta

para el caso B. Esto se debe a que la velocidad de paso por los tubos disminuye, empeorando así el coeficiente convectivo h de transmisión de calor, aumentando así la resistencia de paso. En el tipo C sin embargo, baja la temperatura. Esto se debe a que el espesor de esta tubería es menor, por lo que la resistencia disminuye, con lo que la temperatura del tubo aumenta.

Comparando los dos tipos de configuraciones se puede observar que la temperatura que tienen los tubos para el caso del doble receptor es menor. Esto se debe a que la radiación se concentra en dos receptores en lugar de en uno solo.

Las pérdidas, tanto de convección como de radiación, son mucho mayores para el caso de doble receptor que para el caso de un único receptor. Esto se debe a que el número de tubos de la configuración de doble receptor es mucho mayor que para las configuraciones de un único receptor.

5.7 Dimensionamiento del campo de heliostatos

En el siguiente capítulo se va a dimensionar el campo de heliostatos necesario para concentrar la radiación que el receptor necesita. Para ello se ha desarrollado un programa en el software Matlab (ver anexo 4) que, en función de la radiación máxima que necesita el receptor y de la altura de la torre, calcula el número de heliostatos necesarios, el número de anillos del campo de heliostatos, el radio de terreno que ocupa el último anillo del campo de heliostatos (R_{campo}), la potencia media que llega al receptor ($G_{\text{media.receptor}}$) en función del intervalo de tiempo durante el cual va a funcionar el receptor (Δt) obtenido en el capítulo 4.4, la potencia media que recibe el campo de heliostatos durante el día ($G_{\text{campo.heliostatos}}$) y se obtiene la gráfica de radiación que recibe el receptor en función del tiempo.

Este programa tiene en cuenta el factor del ángulo entre el sol, el receptor y cada uno de los heliostatos presentes en el campo de heliostatos. A continuación se muestran los resultados obtenidos en las siguientes tablas:

Tubería	Nº heliostatos	Nº anillos	R_{campo} (m)	$G_{\text{media.receptor}}$ (MW)	$G_{\text{media.heliostatos}}$ (MW)
Tipo A	12190	59	1415,5	559,6	412,7
Tipo B	12190	59	1415,5	559,6	412,7
Tipo C	12190	59	1415,5	559,6	412,7

Tabla 10: Dimensionamiento del campo de heliostatos para un receptor

Tubería	Nº heliostatos	Nº anillos	R_{total} (m)	$G_{\text{media.receptor}}$ (MW)	$G_{\text{media.heliostatos}}$ (MW)
Tipo A	12620	59	1415,5	561,9	414,3
Tipo B	12190	59	1415,5	561,9	414,3
Tipo C	12190	59	1415,5	561,9	414,3

Tabla 11: Dimensionamiento del campo de heliostatos para dos receptores

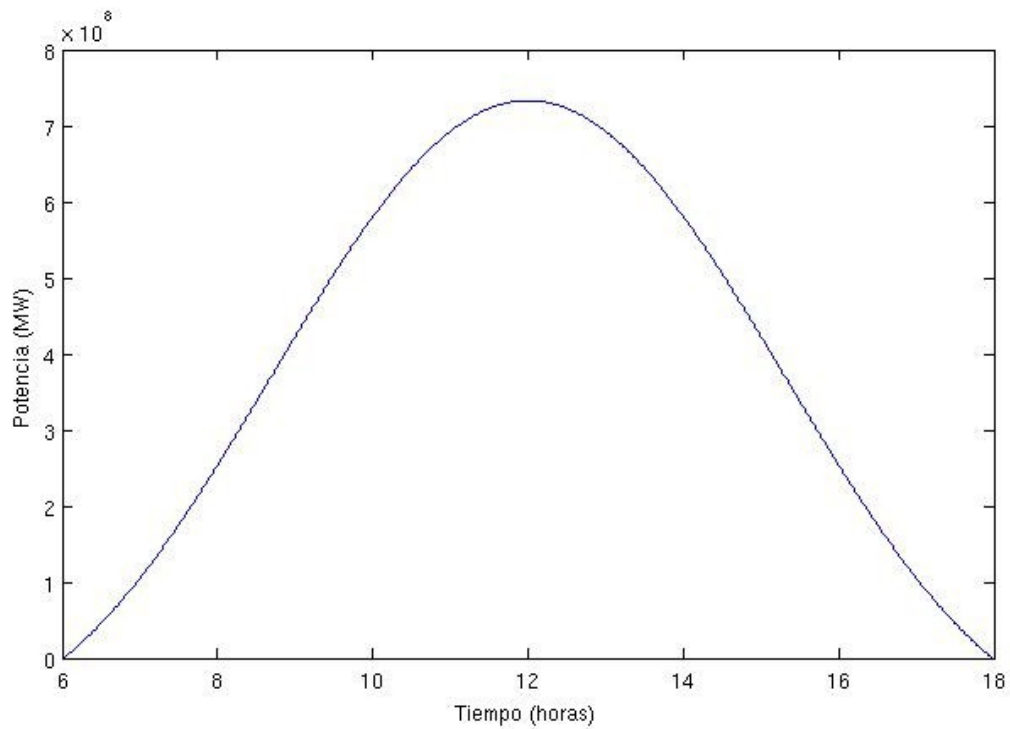


Figura 27: Curva de radiación concentrada en el receptor para el mes de marzo

5.8 Cálculo del rendimiento energético de la central

En este apartado se va a obtener el rendimiento energético tanto del campo de heliostatos (η_{campo}) como el rendimiento energético de transformación de energía de la central (η_{central}), siguiendo las indicaciones del modelo descritas en el capítulo 4.8.

Para la obtención del rendimiento energético del campo se utilizará la ecuación 4.70. Se

dividirá la potencia media que recibe el receptor ($G_{\text{media.heliostatos}}$), obtenida en las tablas anteriores (Tabla 10 y Tabla 11), entre el valor de la integral de la curva de radiación obtenida en el apartado 4.1 multiplicado por el área del campo de heliostatos. Para calcular el área del campo de heliostatos basta con introducir su radio, obtenido en las tablas anteriores (Tabla 10 y Tabla 11), en la siguiente ecuación.

$$A_{\text{campo}} = \pi \cdot R_{\text{campo}}^2 \quad (5.27)$$

Para la obtención del rendimiento energético de transformación de energía de la central se utilizará la ecuación 4.71. Se dividirá el trabajo eléctrico produce la central en un día, después de restarle la energía que se pierde debido al bombeo de la sal, entre la energía que recibe el receptor ($G_{\text{media.receptor}}$) obtenida en las tablas anteriores (Tabla 10 y Tabla 11).

A continuación se muestran en las siguientes tablas los resultados obtenidos para las distintas configuraciones utilizadas.

Tubería	1 Receptor			2 Receptores		
	η_{campo}	η_{central}	Área (ha)	η_{campo}	η_{central}	Área (ha)
Tipo A	0,1626	0,265	629,5	0,1632	0,264	629,5
Tipo B	0,1626	0,265	629,5	0,1632	0,264	629,5
Tipo C	0,1626	0,265	629,5	0,1632	0,264	629,5

5.9 Elección del modelo adecuado

Teniendo en cuenta todos los resultados obtenidos se va a identificar la mejor de las configuraciones estudiadas. Uno de los objetivos del presente proyecto es introducir como novedad más de un receptor en la torre, con el objetivo de poder aumentar tanto la potencia de la torre como el tiempo de operación de la planta, como la cantidad de radiación captada de la procedente del campo de heliostatos.

A continuación se muestran en las siguientes tablas (Tabla 12 y Tabla 13) todos los

resultados obtenidos, dependiendo de si la configuración tiene uno o dos receptores.

El diámetro de los tubos debe ser lo menor posible debido a que cuanto mayor es su diámetro mayor es el precio de éstos y mayor es la tensión a la que se encuentran sometidos sus materiales. A la vista de los resultados presentados en dichas tablas puede observarse lo siguiente:

- Según disminuye el el valor de la velocidad de paso del fluido por los tubos, disminuye la pérdida de carga y como consecuencia la potencia de bombeo, y como consecuencia aumenta el rendimiento energético de la central. Aquí entra en juego una de las ventajas del uso de múltiples receptores, ya que el caudal de sal, al colocar los receptores en paralelo, se divide en dos disminuyendo la pérdida de carga y la potencia de bombeo.

Elección del modelo adecuado

Tubería	n _{tubos}	n _{paneles}	n _{total}	d _{torre} (m)	v _{sal} (m/s)	P _{bombeo} (MW)	T _{tubo} (°C)	q _{conv} (MW)	q _{rad} (MW)	G _{total} (MW)	Nº heliost.	Área (ha)	G _{media.receptor} (MW)	G _{media.heliost} (MW)	η _{campo}	η _{central}
Tipo A	51	8	408	9,67	2,3	1,71	626,5	9,1	21,12	742,1	12190	629,5	559,6	412,7	0,1626	0,265
Tipo B	84	6	504	9,59	2,2	1,7	628,6	10,1	21,01	743,8	12190	629,5	559,6	412,7	0,1626	0,265
Tipo C	171	4	684	9,78	1,9	1,69	622,3	11,7	21,08	730,9	12190	629,5	559,6	412,7	0,1626	0,265

Tabla 12: Recopilación de resultados para configuraciones con un receptor

Tubería	n _{tubos}	n _{paneles}	n _{total}	d _{torre} (m)	v _{sal} (m/s)	P _{bombeo} (MW)	T _{tubo} (°C)	q _{conv} (MW)	q _{rad} (MW)	G _{total} (MW)	Nº heliost.	Área (ha)	G _{media.receptor} (MW)	G _{media.heliost} (MW)	η _{campo}	η _{central}
Tipo A	69	6	828	9,75	0,85	1,81	615,1	18,14	28,69	746,4	12190	629,5	561,9	414,3	0,1632	0,264
Tipo B	131	4	1048	9,9	0,7	1,81	618,6	21,01	30,06	743,8	12190	629,5	561,9	414,3	0,1632	0,264
Tipo C	172	4	1376	9,78	0,95	1,81	588,2	22,28	27,02	742,1	12190	629,5	561,9	414,3	0,1632	0,264

Tabla 13: Recopilación de resultados para configuraciones con dos receptores

Capítulo 5 Resultados

- Para el uso de configuraciones con dos receptores, las pérdidas térmicas que se producen son mayores que para el uso de configuraciones con un único receptor. Esto se debe al mayor número de tubos empleado y al mayor área de exposición de los receptores.
- Para la configuración con dos receptores, la temperatura de los tubos disminuye, con lo cual la velocidad de paso del fluido por los tubos puede disminuirse más que para la configuración con un único receptor sin que éstos puedan verse dañados.

En resumen, las ventajas del uso de dos receptores son:

- Disminución del caudal de los tubos en comparación con la configuración de un único receptor, pudiéndose emplear así tubos de menor diámetro.
- Disminución de la pérdida de carga y de la potencia de bombeo necesaria para elevar la columna de sal al receptor, debido al reparto de caudales al colocarse en paralelo.
- Disminución de la temperatura de los tubos. Ésta es una gran ventaja, y va a ser la que va a decantar la balanza a favor de la configuración con dos receptores, debido a que se puede disminuir la velocidad de paso del fluido por los tubos, aumentando así el tiempo de operación del receptor y pudiendo entonces disminuir el tamaño del campo de heliostatos.

Las desventajas son:

- Uso de un mayor número de tubos, con lo que aumenta el precio de la construcción
- Aumento de las pérdidas por convección y radiación, debido al mayor número de tubos y mayor área de exposición.

Teniendo en cuenta estos resultados, las configuraciones que presentan mejores resultados globalmente son dos:

- La primera, donde se tiene un único receptor de 9,78 metros de diámetro con tubos de 3,81 cm de diámetro interior y 4,1 cm de diámetro exterior, formado por 4 paneles de 171 tubos por panel con un rendimiento energético de 0,265. El número de heliostatos necesarios para construir su campo de heliostatos es de 12190 unidades y el área ocupada por éstos es de 629,5 ha.
- La segunda, donde se tiene una configuración con dos receptores de 9,78 metros de

diámetro cada uno con tubos de 3,81 cm de diámetro interior y 4,01 cm de diámetro exterior, formados por 4 paneles de 172 tubos por panel, con un rendimiento energético de 0,264. El número de heliostatos necesarios para construir su campo de heliostatos es de 12190 unidades y el área ocupada por éstos es de 629,5 ha.

A pesar de que los resultados obtenidos son mejores para la configuración de un receptor que para la de dos receptores en cuanto a rendimiento energético (0,265 frente a 0,264), es una diferencia prácticamente inexistente, inferior al 0,4%. Además, en la configuración para dos receptores pueden realizarse más ajustes que en la de un único receptor, lo que la convertirán en la opción adecuada.

5.10 Tanque de almacenamiento

A continuación se va a calcular la capacidad de almacenamiento de la central así como el volumen necesario para el tanque de almacenamiento. La energía que debe almacenarse es únicamente la que, mientras el receptor está funcionando, el ciclo no es capaz de consumir.

Siguiendo el modelo descrito en el capítulo 4.9, se procede a realizar los cálculos. Primeramente, según la ecuación 4.72, se obtiene la energía almacenada en MWh, restando al valor de la potencia media del receptor la potencia térmica del ciclo y multiplicando el resultado por el tiempo de funcionamiento del receptor, en horas.

$$E_{almacenar}=2377,6 \text{ MWh} \quad (5.28)$$

Con el valor de la energía almacenada y haciendo uso de las ecuaciones 4.73 y 4.74 se obtiene el volumen del tanque de almacenamiento.

$$V_{tanque}=11.775 \text{ m}^3 \quad (5.29)$$

5.11 Coste de implantación de la central

Por último se va a calcular el coste aproximado de implantación de la central térmica siguiendo el método descrito en el capítulo 4.10, basado en la economía de escala, extraído de [6]. El coste de la central que se va a estimar corresponde a la configuración con dos receptores.

Se introducen en la tabla los valores de escala obtenidos, es decir, el número de heliostatos empleados, el flujo máximo incidente en el receptor, la capacidad de almacenamiento del tanque y la potencia eléctrica de la planta. Se obtienen los costes específicos empleado la ecuación 4.75 y los valores de la Tabla 2. Una vez obtenidos los costes específicos hay que multiplicar dicho valor por su correspondiente valor de escala y obtener así el valor de los costes totales de cada grupo.

	Costes específicos	RS	Costes totales (en millones de €)
Campo solar	133,8 €/m ²	12350	842,3
Receptor	112,75 €/kW _{th}	593,84MW _{th}	66,95
Almacenamiento	7,13 €/kWh _{th}	2377,6 MWh _{th}	16,94
Ciclo de potencia	695 €/kW _{el}	50 MW _{el}	34,75

Tabla 14: Costes específicos y totales de la central

Para concluir el cálculo hay que añadir el coste de la torre. Como ya se sabe, la torre con dos receptores tenía una altura de 140 metros, y empleando la ecuación 4.76 obtenemos que el coste de la torre asciende a:

$$C_t = 1,89 \text{ millones de €} \quad (5.30)$$

Sumando todos los costes se obtiene un coste total de implantación de:

$$C_{total} = 962,83 \text{ millones de €} \quad (5.31)$$

5.12 Cálculo del porcentaje de apoyo de la caldera de gas natural.

A continuación se va a calcular el porcentaje de apoyo que debe aportar la caldera de gas natural para que la producción de la central en los meses donde el nivel de intensidad de radiación es inferior al del punto de diseño sea ininterrumpida. Para ello se van a seguir las instrucciones descritas en el capítulo 4.11. En la siguiente tabla se muestran los resultados de potencia media que recibe el receptor ($G_{\text{media.receptor}}$) e incremento de tiempo (Δt) en el que está operativo obtenidos para los meses en cuestión.

Mes	$G_{\text{media.receptor}}$ (MW)	Δt (horas)
Octubre	503,3	7
Noviembre	419.7	5.6
Diciembre	366,2	5
Enero	401	5.6
Febrero	466,4	6.8

Tabla 15: Potencias medias en el receptor y tiempos de operatividad

Una vez obtenidas las potencias medias que recibe el receptor, se calcula el porcentaje de energía que es capaz el receptor de transmitir a la sal, utilizando la ecuación 4.77. Se introducen el valor de la potencia media que recibe el receptor para el mes de diseño ($G_{\text{media.receptor}}$) de la Tabla 11, el valor del tiempo de operación del receptor (Δt) del apartado 5.1 y el valor de la potencia térmica del ciclo ($P_{\text{térmica.ciclo}}$) de la ecuación 5.14 y se obtiene:

$$\%E_{ab} = 79,4 \% \quad (5.32)$$

Una vez obtenido el porcentaje de energía que el receptor es capaz de transmitir a la sal, se calcula la cantidad de energía que transmite el receptor a la sal (E_{recogida}) utilizando la ecuación 4.78 (véase columna 2 Tabla 16). También se calcula la cantidad de energía que necesita el ciclo para funcionar ininterrumpidamente durante un día ($E_{\text{necesaria}}$) según la ecuación 4.79.

$$E_{necesaria} = 3566,4 \text{ MWh}_t \quad (5.33)$$

Se resta a este valor la energía que transmite el receptor a la sal, obteniendo así el valor de la energía térmica que debe producir la caldera de apoyo para que el ciclo funcione ininterrumpidamente (E_{apoyo} , véase columna 3 Tabla 16).

Mes	E_{recogida} (MWh)	E_{apoyo} (MWh)
Octubre	2819,6	746,8
Noviembre	1880	1686,4
Diciembre	1469	2097,4
Enero	1796,5	1769,9
Febrero	2537,2	1029,2

Tabla 16: Energía recogida por el receptor y energía de la caldera de apoyo para los meses de baja intensidad de radiación

A continuación se calcula la energía térmica total que produce la caldera de apoyo de gas natural (E_{total}), utilizando la ecuación 4.81.

$$E_{\text{total}} = 222,45 \text{ GWh}_t \quad (5.34)$$

E introduciendo este valor en la ecuación 4.82 se obtiene el valor del porcentaje de apoyo de la caldera de gas natural.

$$\% \text{apoyo} = 17,09\% \quad (5.35)$$

Capítulo 6

Conclusiones

6.1 Conclusiones finales

El coste de implantación de la central térmica de receptor central con la configuración empleada de dos receptores es de 962,83 millones de euros, de los cuales 842,3 millones corresponden al coste del campo de heliostatos, es decir, un 87,5% del coste total. Por lo tanto, se convierte en una necesidad primordial el reducir el tamaño del mismo para disminuir el coste de construcción de la instalación.

Se va a comparar ahora la central proyectada con otras centrales existentes. En primer lugar se va a comparar con la central de Gemasolar, propiedad de la empresa Torresol Energy, localizada en Sevilla. Se muestran en la Tabla 17 las características de ambas, extraídas de [14].

Se puede observar en la capacidad de producción eléctrica esperada que la central proyectada es cuatro veces superior a Gemasolar, mientras que su coste es tres veces su coste total, con lo cual se puede garantizar la viabilidad económica del diseño desarrollado en el presente proyecto.

La relación del número de heliostatos en relación a la central de Gemasolar es 4,6, y esto

Capítulo 6 Conclusiones

se debe a que según aumenta la distancia del heliostato a la torre, el factor del coseno del ángulo disminuye, disminuyendo así su eficiencia y teniendo que instalar un mayor número de heliostatos.

	Gemasolar	Proyecto	Relación
Coste total del proyecto (millones de €)	322,3	962,83	3
Potencia eléctrica (MW)	20	50	2,5
Producción eléctrica anual esperada (GWh)	110	432,7	4
Número de heliostatos	2650	12350	4,6
Tamaño del campo de heliostatos (ha)	185	629,5	3,4
Autonomía de generación (h)	15	24	1,6

Tabla 17: Comparación con la central de Gemasolar [14]

Si se compara con otra tecnología, como el colector cilindro parabólico, con la planta Andasol [15], de 50 MW puede observarse que, planteando una relación entre el coste de construcción y la energía producida, se debe disminuir el coste total de construcción del presente proyecto a unos 762 millones de euros para poder competir con esta tecnología, es decir se tiene que reducir el coste de implantación de la central un 20,8%.

	Andasol	Proyecto
Coste total del proyecto (millones de €)	317	962,83
Potencia eléctrica (MW)	50	50
Producción eléctrica esperada (GWh)	180	432,7

Tabla 18: Comparación con la central de Andasol [15]

Uno de los objetivos del proyecto fue la incorporación dos receptores a la torre con el fin de mejorar el rendimiento de la central, pudiendo así aumentar las potencias recibidas por la torre y la funcionalidad de los receptores. A la vista de los resultados obtenidos en el Capítulo 5, se puede garantizar que es totalmente válida en cuanto a rendimiento energético se refiere la opción de instalar dos receptores, ya que el rendimiento es un 0,4% menos que para el caso de un único receptor. Al margen de las ventajas anteriormente enunciadas, el uso de dos receptores aumenta la flexibilidad de operación.

Al disponer de dos receptores, se puede añadir una válvula de paso en la tubería que conecta los dos receptores de manera que, cuando la radiación procedente del campo de heliostatos es pequeña, se pueda operar con un solo receptor. Esto se consigue cerrando dicha válvula de paso, consiguiendo así disminuir la pérdida de carga y las pérdidas por convección. Ésto también se puede hacer en épocas de menores intensidades de radiación, es decir, en invierno.

De esta manera, en verano se puede captar una mayor cantidad de energía, evitando así que los heliostatos, que es la partida más cara de la central termosolar, tengan que estar ociosos al estar desenfocados debido el sobredimensionamiento del campo de heliostatos. La energía captada excedentaria, bien puede ser aprovechada para la producción de energía eléctrica, para lo cual la instalación tendrá que contar con un grupo de potencia extraordinario para dichas ocasiones, o bien podrá ser usada para otros fines, como la desalinización de agua del mar. El uso de esta energía excedentaria recogida en los meses de mayor intensidad de radiación no es objeto de estudio en el presente proyecto, pero muestra las bases para futuros trabajos del departamento.

Gracias a la producción eléctrica a través de una energía limpia se va a evitar la emisión de gran cantidad de CO₂. Según las fuentes consultadas [16] por cada kilovatio hora eléctrico (kWh_e) producido se liberan en media a la atmósfera 273 g de CO₂. El total de la energía producida en la central no está exenta de emisiones, debido al aporte energético del que se dota a la central en los meses de menor intensidad de radiación, como se describe con anterioridad en el capítulo 4.11. Éste apoyo supone el 17,01% de la producción total de energía térmica, resultado obtenido en el capítulo 5.12. Teniendo en cuenta estos datos, se multiplica la producción anual esperada de energía eléctrica, obtenido en la Tabla 14, y multiplicándolo por el porcentaje de energía producida de manera no contaminante (que será el total menos el porcentaje producido por la caldera de apoyo) y por la cantidad de CO₂ liberada en media por kWh_e, se obtiene que se evita la emisión a la atmósfera de 99.246,4 toneladas de CO₂, como puede observarse detalladamente a continuación.

$$\text{ahorro } CO_2 = 438 \text{ GWh} \cdot 0,83 \cdot 0,273 \text{ kg} = 99.246,4 \text{ toneladas de } CO_2 \quad (6.1)$$

A continuación se va a calcular el precio del kilovatio hora eléctrico producido (kWh_e). Para ello, se divide el coste de la central en un año entre la cantidad de kilovatios hora que se producen en la central anualmente, según la ecuación siguiente.

$$P_{kWh} = \frac{C_{amortización} + C_{o.m} + C_{gas}}{E_{anual}} \quad (6.2)$$

$C_{amortización}$ corresponde al coste de amortización de la central, suponiendo que ésta se amortizará en 20 años. $C_{o.m}$ corresponde con los gastos de operación y mantenimiento, que como se mencionó anteriormente, se suponen un 15% de los costes de construcción de la planta. C_{gas} corresponde con el coste del gas natural empleado, y se obtiene multiplicando el precio del megavatio hora térmico producido con gas natural, equivalente a 28,59 €/Mwh_t (dato extraído de [25]) por la cantidad de energía térmica que se necesita producir en la central en un año, obtenida en la ecuación 5.34. E_{anual} corresponde a la cantidad de energía eléctrica que produce la central en un año, extraída de la Tabla 17. Introduciendo estos valores en la ecuación anterior se obtiene un precio del kilovatio hora eléctrico producido igual a:

$$P_{kWh} = \frac{\frac{1,15 \cdot 962,83 \text{ millones de } \text{€}}{20} + 648.805 \text{ €}}{432,7 \text{ GWh}} = 0,13 \frac{\text{€}}{\text{kWh}_e} \quad (6.3)$$

Según las fuentes consultadas [5] el precio de venta de electricidad se prevé que sea un 300% del valor del kilovatio hora en el mercado durante los primeros 25 años y un 240% después, aunque estas predicciones están condicionadas a la coyuntura económica europea durante el periodo descrito. Teniendo en cuenta que el precio medio del kilovatio en el mercado es de 7,2 c€/kWh, se obtiene un valor de 0,216 €/kWh. Como puede observarse el precio del kilovatio hora producido es claramente inferior al del precio de venta de la electricidad de la central solar, con lo cual se demuestra la viabilidad económica del proyecto, ya que producirá grandes beneficios.

6.2 Crítica a los resultados y líneas futuras de trabajo

Se van a realizar a continuación algunos comentarios a las limitaciones del modelo utilizado. La crítica más importante va a realizarse a la configuración del campo de heliostatos. Se han distribuido los heliostatos aleatoriamente en anillos circulares concéntricos, sin considerar la eficiencia de los heliostatos según su posición. El uso de un

diseño más profundo requeriría la realización de un proceso de optimización de posición y densidad de los heliostatos del campo. En la Figura 11 se muestra la configuración optimizada del campo de heliostatos de la central de Gemasolar, obtenida de [5] y la eficiencia de éstos. Se puede observar que hay un mayor número de heliostatos en el lado norte de la torre, debido a que el sol se sitúa en el sur y esto afecta a que el coseno del ángulo entre el sol, el heliostato y la torre disminuye ya que el ángulo aumenta (ver Figura 12). Por lo tanto se debe trabajar en optimizar la configuración del campo de heliostatos, eliminando los que tengan una menor eficiencia.

También, a la vista de los resultados del coste de la torre y del coste del campo de heliostatos se debe valorar el hecho de tener dos campos de heliostatos con dos torres, en lugar de una si la eficiencia de los heliostatos es pequeña debido a la distancia de los heliostatos a la torre y el aumento de la distancia de éstos a la torre.

Como criterio de diseño en el presente proyecto, se ha considerado que el incremento de temperatura que experimenta la sal al pasar por los tubos es el mismo en cada uno de los paneles del receptor, es decir, la temperatura aumenta linealmente. Como futura línea de trabajo se propone que, conocida la geometría del campo de heliostatos, se divida en fracciones, conociendo así cuanta radiación llega a cada parte del receptor pudiendo así realizar los cálculos térmicos con una mayor precisión.

El incremento térmico de la sal utilizado en el presente proyecto, aunque sigue las indicaciones del fabricante, no es aconsejable su utilización. La razón de ello es que, a pesar de que la temperatura mínima es 265 °C y la sal no comienza a cristalizar hasta 238 °C, durante la estancia de la sal en el tanque de almacenamiento frío y durante el ascenso de la sal a la torre, las pérdidas térmicas que se producen pueden ocasionar que la temperatura alcance el valor del punto de cristalización y se produzca un cambio de fase. Como consecuencia de esto, se obstruirían las tuberías y se dañarían las bombas, por lo cual se suele utilizar como temperatura mínima de la sal 290 °C.

Otra futura línea de trabajo sería aumentar el rango horario de aprovechamiento de radiación solar de la central con el objetivo de disminuir la potencia máxima que recibe el receptor y poder así disminuir el tamaño del campo de heliostatos, que es la mayor de las partidas presupuestarias, pudiendo así aumentar su competitividad en precios. Para ello, hay que calcular el valor mínimo de radiación que llega al receptor necesaria para que éste pueda calentar una corriente de sal a 565 °C. Una vez obtenida la potencia mínima, se busca en la curva de radiación (Figura 24) que recibe el receptor la horas a las que corresponde, obteniendo el nuevo incremento de tiempo Δt , teniendo que repetir los cálculos desde el apartado 4.4.

A continuación se van a enunciar otras futuras líneas de trabajo, que junto con las anteriores, a pesar de no estar entre los objetivos del presente proyecto, producirían mejoras en el diseño.

- Realizar un cálculo detallado de la evolución horaria de la temperatura en el colector para cada día del año. Así podrían estudiarse más en detalle las diferencias entre el uso de uno o dos receptores.
- Realizar un cálculo más preciso del calor de pérdidas, incluyendo datos meteorológicos de la temperatura del aire, radiación incidente y velocidad del viento con precisión horaria.
- Realizar un cálculo de la acumulación de calor de los componentes en los transitorios sufridos diariamente en la planta.
- Utilización de curvas de radiación reales que representen efectos estadísticos, tales como el paso de nubes con la consiguiente interrupción temporal del flujo de radiación sobre al colector.
- Realizar un estudio termoeconómico de las operaciones de llenado y vaciado de la instalación si la sal se evacua del receptor por la noche.

6.3 Costes de realización de los cálculos y del informe del proyecto

En total se han empleado 720 horas de ingeniero junior y 15 horas de ingeniero senior. Aplicando unos costes de 15 €/hora al ingeniero junior y 60 €/hora al ingeniero senior, se obtiene un total de:

$$C_{personal} = 11700 \text{ €} \quad (6.4)$$

Teniendo en cuenta la distancia existente entre la universidad y el domicilio de trabajo donde el ingeniero junior ha llevado a cabo su trabajo, que es de 80 km, habiendo realizado un total de 25 viajes por motivos de consulta, bien con el tutor, o bien para consulta de fuentes bibliográficas en la biblioteca, asumiendo un coste de 10 céntimos de euro por kilómetro, incluyendo consumo de combustible y coste del vehículo, asciende a un total de:

$$C_{\text{transporte}} = 400 \text{ €} \quad (6.5)$$

Además hay que añadir el coste de oficina, que teniendo en cuenta el coste de la calefacción, empleando un radiador de 3 kW, de la iluminación, utilizando 8 bombillas de 60 W y del ordenador, de 40 W, utilizados durante el desarrollo del proyecto, produce un coste total de 0,49 céntimos por hora. Multiplicando por las horas empleadas se obtiene un total de:

$$C_{\text{oficina}} = 254,8 \text{ €} \quad (6.6)$$

También hay que sumar el coste del material utilizado. Para ello, hay que tener en cuenta la adquisición de dos libros, [7] y [21], cuyo coste asciende a 50 €/unidad.

$$C_{\text{material}} = 100 \text{ €} \quad (6.7)$$

También hay que incluir el coste del equipo utilizado:

- El software de cálculo Matlab, cuyo coste asciende a 5000 €.
- Paquete de Microsoft Office, cuyo coste asciende a 200 €.
- Ordenador portátil, cuyo coste asciende a 500 €.

Teniendo en cuenta que tanto el coste del software utilizado como el coste del PC se amortizan en cinco años, siendo la duración del proyecto de un año, se obtiene:

$$C_{\text{equipo}} = \frac{1}{5} \cdot (5000 + 200 + 500) = 1.140 \text{ €} \quad (6.8)$$

Realizando la suma de los costes, se obtiene que el coste total de realización del proyecto asciende a 13.594,8 €.

Partida	Coste (€)
Personal	11.700
Transporte	400
Oficina	254,8
Material	100
Equipo	1.140
Total	13.594,8

Tabla 19: Costes de realización de los cálculos y el informe del proyecto

Bibliografía

- [1] Agencia andaluza de la energía. Datos meteorológicos. [En línea]. [última visita: Diciembre, 2012] <http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/Radiacion/radiacion1.php>
- [2] Tablas y diagramas termodinámicos. [En línea]. [última visita: Diciembre, 2012] <http://www.slideshare.net/Atachoiutag/tablas-y-diagramas-termodinmicos-7289485>
- [3] Diagrama de Izart T-s (pag. 8) [En línea]. [última visita: Diciembre, 2012] <http://libros.redsauce.net/Termodinamica/PDFs/11Termod.pdf>
- [4] Zavoico A. B. *Solar Power Tower. Design Basis Document*. San Francisco, 2001.
- [5] Ortega J. I., Burgaleta J. I., Téllez F. M. Journal of solar energy engineering. *Central Receiver System Solar Power Plant Using Molten Salt as Heat Tansfer Fluid*. Mayo 2008. Páginas 1-6
- [6] Singer C., Buck R., Pitz-Paal R., Müller-Steinhagen H. Journal of solar energy engineering. *Assessment of Solar Power Tower Driven Ultrasupercritical Steam Cycles Applying Tubular Central Receivers With Varied Heat Transfer Media*. Noviembre 2010. Páginas 1-12
- [7] White F. M. Mc Graw Hill. Fluid Mechanics. Fourth Edition. 1999
- [8] Información proporcionada por el departamento de Ingeniería Térmica
- [9] Flowserve. Información sobre las bombas empleadas en la central. [En línea]. [última visita: Diciembre, 2012] <http://www.flowserve.com/files/Files/Literature/ProductLiterature/Pumps/fpd-16-e.pdf>

[10] Appendix 7. Kalogirou, S. A. Elsevir. *Solar Energy Engineering*. 1ª edición. 2009. Disponible en recursos electrónicos de la biblioteca uc3m.

[11] Propiedades de los tubos de acero. [En línea]. [última visita: Diciembre, 2012]

<http://spanish.alibaba.com/product-gs/inconel-617-alloy-steel-510786625.html>

[12] Apuntes de Ingeniería Térmica y de Fluidos. Ingeniería Industrial. Universidad Carlos III de Madrid. Octubre, 2010.

[13] Tablas de propiedades del aire.[En línea]. [última visita: Diciembre, 2012]

<http://www.uco.es/~p32sebej/Energ%C3%A9tica/tablas.pdf>

[14] Torresol Energy. Características de Gemasolar. [En línea]. [última visita: Diciembre, 2012]

<http://www.torresolenergy.com/TORRESOL/planta-gemasolar/es>

[15] Características de Andasol. [En línea]. [última visita: Diciembre, 2012]

<http://www.blogenergiasostenible.com/proyecto-energia-termosolar-andasol-completado/>

[16] Artículo de WWF Adena. Observatorio de la Electricidad febrero 2012. [En línea]. [última visita: Febrero, 2012]

http://www.wwf.es/que_hacemos/cambio_climatico/nuestras_soluciones/energias_renovables/observatorio_de_la_electricidad/

[17] Capítulo 2. Kalogirou, S. A. Elsevir. *Solar Energy Engineering*. 1ª edición. 2009. Disponible en recursos electrónicos de la biblioteca uc3m.

[18] Google imágenes [en línea] [última visita: diciembre 2012] <http://images.google.es/>

[20] Capítulo 10. Kalogirou, S. A. Elsevir. *Solar Energy Engineering*. 1ª edición. 2009. Disponible en recursos electrónicos de la biblioteca uc3m.

[21] Incropera F. P.; De Witt D. P. *Fundamentos de transferencia de calor*, Prentice Hall, 4ª Edición. 1999.

[22] Protermosolar. Mapa de las centrales térmicas en España. [En línea]. [última visita: Diciembre, 2012] <http://www.protermosolar.com/boletines/23/Mapa.pdf>

[23] A. Colmenar y M. Castro. Breve historia del uso mundial de la Energía. [En línea]. [última visita: Diciembre, 2012] http://secvitel.com/index.php?option=com_content&view=article&id=58:breve-historia-del-uso-mundial-de-energia&catid=47:articulos&Itemid=58

[24] Y.H. Toledo. Artículo sobre la energía. [En línea]. [última visita: Diciembre, 2012] <http://upcommons.upc.edu/pfc/bitstream/2099.1/8326/3/02.pdf>

[25] Supervisión del mercado mayorista de gas. CNE. Julio 2012. [En línea]. [última visita: Diciembre, 2012] http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/IAP_GAS_Mayorista_Jul12.pdf

Anexos

Anexo 1. Cálculo de la geometría.

```
clear all
Cp=1540.18;
mu=1.1438*10^(-3);
k=0.55035;
ro=1730.66;

dext=?;
dint=?;
v=?;

S=0.1;
ltubo=10;
B=0.1*dext;
msal=1285;

mtubo=v*ro*(pi*dint^2)/4;
ntub=msal/(4*mtubo)
ntubos=floor(ntub);

Re=(ro*v*dint)/mu;
Pr=(Cp*mu)/k;
nu=0.023*Re^0.8*(Pr)^0.4;
h=nu*k/dint;
r1=1/(pi*ltubo*dint*h);
r2=(log(dext/dint))/(40*pi*ltubo);
r=r1+r2;
q=185/r;
inTpanel=q/(Cp*mtubo);
npan=600/inTpanel
npaneles=floor(npan);

dtorre=((dext*ntubos+B*(ntubos-1)+S)*npaneles)/pi
```

Anexo 2. Cálculo de la pérdida de carga.

```
clear all
ro=1826.06;
cp=1514.38;
mu=1.6633*10^(-3);
k=0.522;

np=?;
dint=?;

d=0.38;
v=3;
e=0.000002;
f=0.1;
re=(ro*v*dint)/mu;
error=1;
while error> 1e-6
    fn=1/(-2*log((e/dint)/3.7 + 2.51/(re*f^0.5)))^2;
    error=abs(fn-f);
    f=fn;
end

K1=(1-dint^2/d^2)^2;
K2=0.42*(1-dint^2/d^2);
K=K1+K2+0.4;

apr=0.5*ro*v^2*(np/2)*(f*10/dint+K)
```

Anexo 3. Cálculo de la temperatura de los tubos, pérdidas de calor y radiación máxima necesaria en el colector.

```
clear all

Cp=1540.18;
mu=1.1438*10^(-3);
k=0.55035;
ro=1730.66;

np=?;
nt=?;
v=?;
dint=?;
dext=?;

S=0.1;
Lt=10;
B=0.1*dext;
```



```

%cálculo de la temperatura de los tubos

dtorre=((dext*nt+B*(nt-1)+S)*np)/pi;
mtubo=v*ro*(pi*dint^2)/4;
inT=600/np;
qt=Cp*(mtubo)*inT;
r2=(log(dext/dint))/(40*pi*10);
re=(ro*v*dint)/mu;
nu=0.023*re^0.8*(3.2)^0.4;
h=nu*k/dint;
r1=1/(pi*10*dint*h);
r=r1+r2;
Tm=((265+273)^4+(565+273)^4)/2^(1/4);
Ttubo=Tm+r*qt;

Ttub=Ttubo-273

%cálculo de las pérdidas por convección

Tamb=16+273;
T=(Tamb+Ttubo)/2;
roa=0.4566;
mua=35.63*10^-6;
nua=78.04*10^-6;
ka=55.72*10^-3;
alfa=111.7*10^-6;
pr=0.6986;
gr=((9.81)*(1/T)*(Ttubo-Tamb)*10^3)/(nua^2);
ra=gr*pr;
re=(roa*2*dext)/mua;
10/10>=35/(gr)^(0.25);
nud=0.3+((0.62*re^(0.5)*pr^(1/3))/(1+(0.4/pr)^(2/3))^(0.25))*(1+(re/(2.82*10^5))^(5/8))^(4/5);
nul=(0.825+0.387*ra^(1/6)/(1+(0.492/pr)^(9/16))^(8/27))^2;
hd=nud*ka/dext;
hl=nul*ka/10;
h=(hd^4+hl^4)^0.25;

qtconv=h*(Ttubo-Tamb)*dext*pi*10;
qconv=h*(Ttubo-Tamb)*dext*pi*10*np*nt

% cálculo de las pérdidas por radiación

ems=0.75;
emt=0.925;
sigma=5.67*10^-8;
Ts=282.5;
alfa=0.85;
x=1+B/dext;
P=dext+B;

%calculo los factores de forma de la geometría dada.

Ftt=(2/pi)*((x^2-1)^(1/2)+pi/2-acos(1/x)-x);

```

```

Fts= (1-Ftt)/2;
Ftr=Fts;
Fst = Fts*(pi*dext/P);
Frt = Fst;
Fsr=1-Fst;
Frs=Fsr;
Frr=0;

%calculo las Áreas implicadas

As=P*Lt;
At=pi*dext*Lt;

%resuelvo las ecuaciones del circuito según A*x=B

Jt=qt*((1-emt)/(At*emt))+ sigma*(Ttubo)^4;
A=[ At*Ftr As*Fst alfa*Fst*As ; As*Fsr -(As*ems)/(1-ems)+As*Fsr+As*Fst)
0 ; -As*Fsr-At*Ftr As*Fsr alfa*Fsr*As ];
B=[qt+(At*Ftr+As*Fst)*Jt; -(As*ems)/(1-ems))*sigma*(Ts)^4-Jt*As*Fst;
-Jt*At*Ftr];
x=inv(A)*B;
G=x(3);
Js=x(2);
qs=(Js-sigma*Ts^4)/((1-ems)/(As*ems));

grad=qs*np*nt
Gtotal=G*pi*Lt*dtorre
G

```

Anexo 4. Dimensionamiento del campo de heliostatos y obtención de las curvas de radiación para el receptor.

```

clear all

w=10.8; %ancho del concentrador
ht=130; %altura de la torre
L=0.6428; %latitud de la zona geográfica
long=-0.04508; %longitud

Radiacion=?*10^6;

anillos=0;
ranillo=0;
radt=0;
helio=0;
g=0;

Q=0; %inicializo la variable Q
R=0; %inicializo la variable Radiación recibida por la torre
Rn=0; %inicializo la variable Radiación recibida por un heliostato
Ra=0;

```

```

Rt=0;
r=6; %radio inicial del campo de heliostatos
A=[0 31 59 90 120 151 181 212 243 273 304 334]; %para el cálculo del día
del año según el mes
H=[9.83 12.89 17.35 22.03 24.08 27.4 27.54 24.52 19.44 14.08 10.27 8.57];
I=21;
mes=3;
N=I+A(mes);

delta=(23.45*sin((360/365)*(284+N))*(pi/180))*(pi/180);

%cálculo de los valores de la temperatura de salida (ta) y puesta de sol
(tb)

hss=acos(-tan(L)*tan(delta))*(24/(2*pi));
ta=12-hss;
tb=12+hss;

%cálculo del número de iteraciones M para hacerlo cada x minutos

m=((tb-ta)*60)/1;
M=floor(m);
%integro la función q(t) entre ta y tb e igualo el resultado a la media
mensual diaria H recogida en la tabla2 para sacar el valor de la cte.

for i=1:M

tiempo(i)=ta+(i*(tb-ta))/M;
D(i)=(tiempo(i)-ta)/(tb-ta);
q(i)=(sin(pi*D(i))-(1/2)*cos(2*pi*D(i)))+1/2;
Q=Q+q(i);

end

C=(H(mes)*1e6)/(60*Q);
Rtotal=zeros(1,M);

while g<Radiacion

    r=r+2*w +0,1*(anillos);
    b=(pi*r)/w;
    nh=floor(b);
    helio=helio+nh;

    for i=1:M

Rad(i)=C*q(i);

Ra=0;
h=(12-tiempo(i))*(2*pi)/24;
alpha=asin(sin(L)*sin(delta)+cos(L)*cos(delta)*cos(h));
z=asin((cos(delta)*sin(h))/cos(alpha));

```

```

    alfat=atan(ht/r);

    for k=1:nh

zt= (k*2*pi)/nh; %zetatorre

omega= acos(cos(alpha)*cos(z)*cos(zt)*cos(alfat)
+cos(alpha)*sin(z)*cos(alfat)*sin(zt)+sin(alpha)*sin(alfat));

Rn=Rad(i)*cos(omega/2);           %Cálculo de la radiación del heliostato n
Ra=Rn+Ra;                         %radiación total que recibe la torre

    end

Rtotal(i)=Rtotal(i)+Ra*w^2;
ranillo=ranillo+Ra*w^2;
g=max(Rtotal(i),g);
    end

    radt=ranillo/(M);
    anillos=anillos+1;
end
S=0;
s=0;
for i=1:M
    if tiempo(i)>8 & tiempo (i)<16
        s=s+Rtotal(i);
        S=S+1;
    end
end
media=s/S

helio
anillos
plot(tiempo,Rtotal)

```